

Avancées dans la planification d'un système électrique continental en Afrique

Cadre méthodologique du modèle SPLAT-CMP 2023 pour le
Plan directeur du système électrique continental africain



©IRENA 2024

Sauf indication contraire, le contenu de la présente publication peut être librement utilisé, partagé, copié, reproduit, imprimé et/ou stocké, à condition de mentionner l'IRENA comme étant la source et la propriétaire des droits d'auteur. Les éléments de la présente publication attribués à des tiers pouvant faire l'objet de conditions d'utilisation distinctes, il peut être nécessaire d'obtenir les autorisations correspondantes de ces tiers avant d'utiliser ces éléments.

ISBN : 978-92-9260-640-4

CITATION

IRENA (2024), *Avancées dans la planification d'un système électrique continental en Afrique*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abou Dhabi.

Ce document est traduit de « Advancements in continental power system planning for Africa » ISBN: 978-92-9260-605-3 (2024). En cas de divergence entre cette traduction et l'original anglais, le texte anglais prévaut.

Disponible au téléchargement : www.irena.org/publications.

Pour en savoir plus ou nous faire parvenir vos commentaires, veuillez contacter l'IRENA à l'adresse suivante : info@irena.org.

À PROPOS DE L'IRENA

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) est une organisation intergouvernementale qui sert de plate-forme principale pour la coopération internationale, mais aussi un centre d'excellence, un référentiel en matière de politiques, de technologies, de ressources et de connaissances financières au sujet des énergies renouvelables et un moteur d'action sur le terrain pour faire avancer la transformation du système énergétique mondial. L'IRENA promeut l'adoption généralisée et l'utilisation durable de toutes les formes d'énergies renouvelables, notamment la bioénergie, la géothermie, l'énergie hydroélectrique, l'énergie des océans, l'énergie solaire et éolienne, dans la poursuite des efforts visant à un développement durable, à l'accès à l'énergie, à la sécurité énergétique, à la croissance et à la prospérité économiques pauvres en carbone. www.irena.org

REMERCIEMENTS

Ce rapport a été préparé par l'IRENA en collaboration avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), sous la direction d'Asami Miketa et de Larissa Pinheiro Pupo Nogueira (IRENA), ainsi que par les auteurs suivants : Sebastian Hendrik Sterl (consultant IRENA), Bilal Hussain (IRENA), Mohamed Bassam Ben Ticha (ancien consultant IRENA), Himalaya Bir Shrestha (IRENA) et Bruno Merven (consultant IRENA).

Ce rapport a bénéficié des précieux commentaires et des contributions de Daniel Russo, Nolwazi Khumalo, Paul Komor, Athir Nouicer et Seán Collins (IRENA), Mario Tot (AIEA), Tichakunda Simbini et Tonderayi Gumunyu (AUDA-NEPAD), George Giannakidis et Thyrsos Hadjicostas (EU GTAF), Alessia De Vita, Gildas Siggini et Ene Sandra Macharm (GIZ/GET.Transform), Maximilian Parzen (PyPSA meets Earth), Davide Fioriti (PyPSA meets Earth et Università di Pisa), Mikael Togeby et ses collègues (Ambassade du Danemark en Éthiopie/Ea Energianalyse), Ioannis Pappis (SE4All), Tom Remy et Claire Nicolas (Banque mondiale), et Trieu Mai, Amy Rose, Patrick Brown et Jarrad Wright (NREL).

L'aide à la publication et la communication a été fournie par Francis Field, Stephanie Clarke et Daria Gazzola. Le présent rapport a été édité par Justin French-Brooks, et sa conception graphique assurée par PhoenixDesignAid.

CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ

La présente publication et les éléments qu'elle contient sont fournis « en l'état ». Toutes les précautions raisonnables ont été prises par l'IRENA afin de vérifier la fiabilité du contenu de cette publication. Néanmoins, ni l'IRENA ni aucun de ses fonctionnaires, agents, fournisseurs de contenu tiers ou de données ne peuvent fournir de garantie de quelque nature que ce soit, exprimée ou implicite. Ils déclinent donc toute responsabilité quant aux conséquences découlant de l'utilisation de cette publication ou de son contenu.

Les informations contenues dans le présent document ne reflètent pas nécessairement les positions de tous les Membres de l'IRENA. La mention d'entreprises spécifiques ou de projets ou produits particuliers ne signifie pas qu'ils sont approuvés ou recommandés par l'IRENA au détriment d'autres éléments de nature similaire qui ne sont pas mentionnés. Les appellations employées dans la présente publication et la présentation des données qui y figurent n'impliquent, de la part de l'IRENA, aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites territoriales.

Avancées dans la planification d'un système électrique continental en Afrique

Cadre méthodologique du modèle SPLAT-CMP 2023 pour le
Plan directeur du système électrique continental africain

TABLE DES MATIÈRES

ABRÉVIATIONS	6
À PROPOS DE CE RAPPORT	8
1. LE MODÈLE SPLAT-CMP POUR LE PLAN DIRECTEUR DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE CONTINENTAL AFRICAIN.....	11
2. ÉLÉMENTS DE CONCEPTION DU MODÈLE SPLAT-CMP	13
2.1 Description du système électrique.....	13
2.2 Mises à jour de la méthodologie de modélisation : Contraintes au niveau du système et du pays.....	16
2.3 Mises à jour de la méthodologie de modélisation : Production d'électricité.....	20
2.4 Mises à jour de la méthodologie de modélisation : Transport transfrontalier de l'électricité	28
2.5 Mises à jour de la méthodologie de modélisation : Représentation du stockage	31
2.6 Résumé.....	32
3. STRATÉGIES POUR L'EXÉCUTION DES MODÈLES SPLAT-CMP	34
4. CONTRÔLE DES VERSIONS DU MODÈLE.....	39
5. FUTURS DOMAINES DE TRAVAIL OU STRATÉGIES D'AMÉLIORATION POSSIBLES.....	41
6. CONCLUSION / PERSPECTIVES.....	43
DÉCLARATION DE DISPONIBILITÉ DES DONNÉES	44
REMERCIEMENTS	44
RÉFÉRENCES	45
ANNEXE.....	49

FIGURES

Figure 1	Aperçu schématique du Système énergétique de référence (RES, Reference Energy System) pour chaque nœud pays du modèle SPLAT-CMP.....	14
Figure 2	Conversion des données hydroélectriques des réservoirs depuis la base de données AfREP-hydro vers le modèle SPLAT-CMP.....	22
Figure 3	Aperçu géospatial des zones de production d'énergie solaire photovoltaïque, CSP, éolienne terrestre et éolienne offshore incorporées dans le modèle SPLAT-CMP au moyen de l'approche MSR de l'IRENA.....	26
Figure 4	(a) Chargement d'impédance de surtension (en MW) en fonction du niveau de tension de l'interconnexion, et (b) capacité de charge de la ligne (en tant que fraction du chargement d'impédance de surtension) en fonction de la longueur de l'interconnexion.....	30
Figure 5	(a) Coûts unitaires génériques des interconnexions utilisés dans SPLAT-CMP. (b) Efficacité des interconnexions génériques utilisées dans SPLAT-CMP, tenant compte notamment des pertes dans les lignes et les convertisseurs.....	30
Figure 6	Représentation graphique des différents éléments de modélisation du modèle SPLAT-CMP.....	33
Figure 7	Le CF par tranches de temps du cluster n° 2 des MSR éoliennes terrestres en Afrique du Sud.....	36
Figure 8	Effet de la répartition spatiale sur les saisons de vents défavorables.....	37
Figure 9	Capture d'écran du référentiel SPLAT-CMP sur github.com.....	39

TABLEAUX

Tableau 1	Vue d'ensemble des contributions à la marge de réserve des différents types de technologie utilisés dans le modèle SPLAT-CMP pour le processus CMP.....	17
Tableau 2	Conversion des catégories génériques de distance d'interconnexion en catégories de niveau de tension telles qu'elles sont utilisées dans la configuration du modèle SPLAT-CMP.	29
Tableau 3	Résumé de la façon dont le nombre de variables, de contraintes et d'éléments de matrice non nuls varie en fonction du nombre de tranches de temps dans le modèle SPLAT-CMP utilisé pour le CMP.....	34

ENCADRÉS

Encadré 1	Analyses et outils utilisés dans le premier exercice du CMP.....	9
Encadré 2	Éléments pris en compte par les parties prenantes du CMP pour le choix des outils (AUDA-NEPAD, 2023c).....	10
Encadré 3	Méthodes possibles pour étudier les aspects de la variabilité du vent dans le modèle SPLAT-CMP en vue de futures évaluations.....	36

ABRÉVIATIONS

CA	courant alternatif
ACEC	Couloir africain de l'énergie propre (de l'anglais « African Clean Energy Corridor »)
AFREP	Profils d'électricité renouvelable en Afrique (de l'anglais « African Renewable Electricity Profiles »)
AFSEM	Marché unique africain de l'électricité (de l'anglais « African Single Electricity Market »)
UA	Union africaine
AUDA-NEPAD	Agence de développement de l'Union africaine – Nouveau partenariat pour le développement
CAPEX	dépenses d'investissement (de l'anglais « Capital Expenditure »)
CAPP	Pool énergétique de l'Afrique centrale (de l'anglais « Central African Power Pool »)
CCGT	turbine à gaz à cycle combiné (de l'anglais, « Closed-Cycle-Gas Turbine »)
CF	facteur de charge
CMP	Plan directeur du système électrique continental (de l'anglais « Continental Masterplan »)
COMELEC	Comité maghrébin de l'électricité
CSP	solaire thermique à concentration (de l'anglais « Concentrated Solar Power »)
DNI	rayonnement direct normal (de l'anglais « Direct Normal Irradiation »)
EAPP	Pool énergétique d'Afrique de l'Est
ZEE	Zone économique exclusive
UE	Union européenne
EU GTAF	Facilité d'assistance technique de l'UE pour l'énergie durable (de l'anglais « European Union Global Technical Assistance Facility »)
GHI	Rayonnement solaire global sur surface horizontale
FOL	fioul lourd
CAHT	courant alternatif haute tension
CCHT	courant continu haute tension
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
IIASA	Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués (de l'anglais « International Institute for Applied Systems Analysis »)
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
kW	kilowatt
LCOE	coût actualisé de l'électricité (de l'anglais « Levelised Cost of Electricity »)

LL	capacité de charge de la ligne (de l'anglais « Line Loadability »)
MESSAGE	Modèle pour les options stratégiques d'approvisionnement en énergie et leur impact environnemental général (de l'anglais « Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact »)
MSR	Région modèle d'approvisionnement (de l'anglais « Model Supply Region »)
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
NREL	Laboratoire national des énergies renouvelables des États-Unis d'Amérique (de l'anglais « National Renewable Energy Laboratory »)
OCGT	turbine à gaz à cycle ouvert (de l'anglais « Open-Cycle Gas Turbine »)
OSeMOSYS	Système de modélisation énergétique en open source (de l'anglais « Open Source Energy Modelling System »)
PV	photovoltaïque
RCP	Profil représentatif d'évolution des concentrations (de l'anglais « Representative Concentration Pathway »)
RoR	au fil de l'eau (de l'anglais « Run-of-river »)
SAPP	Pool énergétique d'Afrique australe
SIL	chargement d'impédance de surtension (de l'anglais « Surge Impedance Loading »)
SM	multiple solaire (de l'anglais « Solar Multiple »)
SNSP	pénétration des sources d'énergie non synchrones dans le système (de l'anglais « System Non-Synchronous Penetration »)
SPLAT	Test de planification du système
SSP	Trajectoire socio-économique partagée (de l'anglais « Shared Socioeconomic Pathway »)
TW	térawatt
ONU	Nations Unies
USD	dollar des États-Unis d'Amérique
ERV	énergies renouvelables variables
EEEOA	Système d'échange d'énergie électrique ouest-africain, ou Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest
WETO	Perspectives pour les transitions énergétiques mondiales (de l'anglais « World Energy Transitions Outlook »)
CMPC	coût moyen pondéré du capital

À PROPOS DE CE RAPPORT

Le présent rapport contient des informations sur la conception et la mise en place du modèle SPLAT-CMP (Test de planification du système - Plan directeur du système électrique continental), qui est le modèle d'optimisation sous-jacent du Plan directeur du système électrique continental (CMP) africain pour la production et le transport d'électricité. Le CMP est une initiative confiée à l'AUDA-NEPAD (Agence de développement de l'Union africaine - Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique) conformément aux recommandations adoptées par les chefs d'État africains à l'occasion de la 34^e session ordinaire de la Conférence des chefs d'État et de gouvernement membres de l'Union africaine en 2021. Ultérieurement, à la 37^e session ordinaire de la Conférence, le CMP a été formellement adopté en tant que projet phare de l'Agenda 2063 de l'Union africaine.

L'initiative du CMP a été entreprise pour soutenir l'initiative du Marché unique africain de l'électricité (AfSEM) de l'UA lancée en juin 2021. Les pools énergétiques africains participent activement au processus CMP en vue d'aligner les processus de modélisation et de planification sur les politiques et initiatives régionales. Outre le personnel de l'AUDA-NEPAD, l'équipe officielle de modélisation du CMP comprend des représentants des pays membres du Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest (EEEOA), du Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP), du Pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP), du Pool énergétique d'Afrique centrale (CAPP), du Comité maghrébin de l'électricité (COMEELEC) et de la Facilité d'assistance technique de l'UE pour l'énergie durable (EU-GTAF).

L'IRENA et l'AIEA soutiennent l'initiative du CMP en qualité de partenaires officiels de modélisation.

Le premier exercice CMP comportait trois analyses de planification : (i) projections de la demande, (ii) optimisation de l'expansion de la production et du transport transfrontalier, et (iii) études de réseau (expliquées plus en détail dans l'Encadré 1). Sur la base des critères de sélection des outils convenus et définis au cours des consultations qui ont été menées dans le cadre du processus CMP (Box 2), les parties prenantes ont choisi le cadre de modélisation SPLAT-MESSAGE de l'IRENA et de l'AIEA pour l'analyse de l'expansion de la production et du transport transfrontalier.

À cet effet, l'IRENA a combiné ses modèles SPLAT (Test de planification du système) d'expansion des capacités préexistants pour 50 pays africains¹ en un seul modèle SPLAT-Afrique qui servira de point de départ à la modélisation du CMP. Pendant deux ans, l'équipe de modélisation du CMP a reçu des formations pratiques de la part des partenaires de modélisation sur la mise au point et l'utilisation du modèle SPLAT-Afrique. Le processus CMP a nécessité de nombreux événements d'engagement des parties prenantes, aussi bien en mode virtuel que présentiel, ainsi qu'un travail d'équipe au quotidien entre les membres de l'AUDA-NEPAD, les pools énergétiques et des représentants des pays d'Afrique du Nord. Cela a permis à l'équipe de modélisation du CMP de mettre à jour le modèle SPLAT-Afrique, aujourd'hui désigné sous le terme de **SPLAT-CMP version 2023**. Au cours du processus, le modèle a été alimenté par des informations actualisées collectées auprès de 48 pays africains.²

En fournissant une description détaillée de la méthodologie qui sous-tend le modèle SPLAT-CMP, le présent rapport vise à améliorer la transparence et la reproductibilité des résultats de la modélisation. Les parties prenantes du CMP pourront ainsi mieux comprendre les résultats du modèle et s'inspirer de sa future utilisation

¹ Toute l'Afrique sauf les Comores, Madagascar, Maurice et les Seychelles.

² Tous les pays SPLAT, à l'exception du Cabo Verde et de Sao Tomé-et-Principe.

dans les prochains exercices du CMP. Le rapport complète également les efforts déployés pour le guide d'utilisation Web récemment développé pour l'interface SPLAT, disponible sur <https://splat-tutorial.readthedocs.io/en/latest/>. L'interface SPLAT est une interface basée sur Excel nécessaire pour mettre en œuvre le cadre de modélisation SPLAT, ainsi que pour contrôler et visualiser respectivement le contenu et les résultats du modèle.

Les résultats finaux de la modélisation, ainsi que les données d'entrée du modèle et leur base, telles que définies par l'équipe de modélisation du CMP et accordées avec les principales parties prenantes, sont documentés dans une série séparée de rapports élaborés avec l'aide financière de la Commission européenne (AUDA-NEPAD, 2023a, 2023b, 2023c). La série de rapports est hébergée en ligne par la base de données centralisée « Mwanga » de l'AUDA-NEPAD, spécialement conçue pour faciliter le futur échange de données entre les parties prenantes du CMP (<https://cmpmwanga.nepad.org/>).

Ce rapport est structuré de la manière suivante : La section 1 présente une introduction générale au cadre du modèle SPLAT et les raisons pour lesquelles il a été choisi aux fins du CMP ; la section 2 décrit en détail tous les nouveaux éléments du modèle qui ont été introduits dans le modèle SPLAT-CMP ; la section 3 décrit les aspects pratiques et les stratégies de mise en place de tranches de temps pour l'exécution du modèle SPLAT-CMP permettant des durées d'exécution pratiques tout en conservant une résolution spatio-temporelle adéquate ; la section 4 décrit le contrôle de la version du modèle ; la section 5 résume les stratégies possibles pour améliorer davantage le modèle ; et la section 6 présente les perspectives d'avenir en guise de conclusion.

Encadré 1 Analyses et outils utilisés dans le premier exercice du CMP

Dans la phase de planification technique destinée à obtenir un aperçu de ce que pourrait être un réseau électrique africain intégré à l'échelle du continent, différents éléments, avec leurs propres approches de modélisation, devaient être pris en considération de manière séparée. Par conséquent, dans le premier exercice du CMP, l'AUDA-NEPAD a été chargée de mettre en place trois piliers de planification distincts :

- (1) les projections de la demande d'électricité pour chaque pays d'Afrique continentale jusqu'en 2040
- (2) des scénarios de planification de l'expansion des capacités à long terme pour les infrastructures de production et de transport transfrontalier d'électricité jusqu'en 2040, en vue de couvrir la demande prévue
- (3) des études de réseau permettant de confirmer la viabilité technique des interconnexions transfrontalières retenues dans le cadre des scénarios d'optimisation de l'expansion des capacités.

L'analyse de l'évaluation de la demande, réalisée à l'aide d'EViews, a établi les projections de la future demande d'électricité dans différents scénarios. Ces scénarios comprenaient une trajectoire de base correspondant au cas de référence (AUDA-NEPAD, 2023d) et trois scénarios possibles (AUDA-NEPAD, 2023e) illustrant des objectifs peu ambitieux, moyennement ambitieux et très ambitieux sur plusieurs aspects du développement, tels que les taux d'accès à l'électricité et la croissance du revenu par habitant.

L'analyse de l'expansion des capacités du système électrique, réalisée à l'aide du cadre de modélisation SPLAT-MESSAGE, a permis d'identifier des perspectives optimales en termes de coûts pour les nouvelles capacités de production, l'interconnexion transfrontalière et les actifs de stockage jusqu'en 2040 sous plusieurs scénarios (AUDA-NEPAD, 2023a, 2023b). En tant que modèle d'expansion des capacités, SPLAT-CMP a principalement évalué les implications en termes de coûts liées au renforcement des capacités du scénario, sans approfondir les aspects techniques de l'exploitation du réseau. Certains aspects opérationnels et techniques majeurs ont néanmoins été pris en compte de manière simplifiée, notamment la contrainte relative à la réserve de planification (Section 2.2.1) et la limite supérieure de pénétration instantanée des énergies renouvelables variables (Section 2.2.2), entre autres.

Encadré 1 Analyses et outils utilisés dans le premier exercice du CMP (suite)

L'analyse de réseau réalisée à l'aide de l'outil PSS®E visait à affiner et à valider les résultats de SPLAT-CMP. Elle consistait à effectuer un examen technique sur la base d'études du système en régime permanent afin d'évaluer d'éventuels écarts de fiabilité du réseau, tels que les diverses éventualités critiques impliquant la perte de producteurs ou de lignes de transport d'importance majeure sur différentes parties du système de réseau continental (AUDA-NEPAD, 2023f). Les études avancées, telles que les études de stabilité transitoire et en fréquence, sortaient du cadre de cette analyse.

En plus des trois analyses susmentionnées, l'exercice du CMP a également permis de mettre au point une méthodologie pour la classification, sur la base de leurs coûts-avantages, des projets de production et d'interconnexion candidats ayant une importance majeure à moyen terme (2023-2032) (AUPA-NEPAD, 2023g). Cette analyse a été utilisée pour évaluer le taux de rentabilité interne (TRI), la valeur actuelle nette (VAN), entre autres paramètres/indicateurs financiers des projets. Cette analyse évaluait la priorité des projets selon l'optique d'un investisseur, à la différence de SPLAT-CMP qui se concentrait sur la valeur du système. L'étude coûts-bénéfices visait à éclairer les prochaines étapes du processus CMP, qui se concentrerait sur un classement multicritère des projets en vue de leur intégration ultérieure dans les différents mécanismes de facilitation des infrastructures en cours en Afrique.

Encadré 2 Éléments pris en compte par les parties prenantes du CMP pour le choix des outils (AUDA-NEPAD, 2023c)

Au moment de sélectionner les différents modèles pour mener à bien l'exercice, les parties prenantes du CMP ont accordé une attention particulière à la cohérence avec les outils et les modèles déjà utilisés et/ou sélectionnés pour la mise à jour des plans directeurs des différents pools énergétiques. Les critères détaillés comprenaient les considérations suivantes :

- i. **Fonctionnalité** : Le modèle est-il adapté à la tâche à accomplir et peut-il prendre en charge toutes les questions importantes à modéliser ?
- ii. **Coût des licences** : Le coût des éventuelles licences, compte tenu de la nécessité de former un certain nombre de personnes et d'assurer la maintenance des bases de données, est-il prohibitif ?
- iii. **Transparence du modèle** : La méthodologie de modélisation est-elle suffisamment documentée ? Peut-elle être utilisée pour comprendre les résultats attendus du modèle ?
- iv. **Fiabilité du modèle** : Le modèle peut-il être utilisé pour confirmer/valider les résultats connus d'approches de modélisation passées ? Peut-il fonctionner correctement sans problèmes de non-convergence, et les résultats resteraient-ils insensibles aux différentes versions du modèle ?
- v. **Convivialité du modèle** :
 - Les données peuvent-elles être facilement saisies dans le modèle, ainsi que modifiées en masse, et les résultats peuvent-ils être rendus disponibles dans un format accessible, directement utilisable sous forme de rapports ou de présentations ?
 - Le modèle dispose-t-il d'un ensemble standard efficace de graphiques et de tableaux permettant de passer en revue les résultats de manière accessible ?
 - Le modèle produit-il des rapports facilement personnalisables en fonction des applications ?
 - Le modèle possède-t-il une interface (graphique) ?

1. LE MODÈLE SPLAT-CMP POUR LE PLAN DIRECTEUR DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE CONTINENTAL AFRICAIN

Les modèles SPLAT sont des modèles d'expansion des capacités de production propres à un pays couvrant la totalité du continent africain. Ils sont couramment utilisés par l'IRENA pour les programmes nationaux et régionaux de renforcement des capacités en Afrique (IRENA, n.d.a) et les analyses Planning and Prospects for Renewable Power in Africa (IRENA, n.d.b). Les modèles SPLAT ont été créés à l'aide d'un générateur de modèles portant le nom de MESSAGE (Modèle pour les options stratégiques d'approvisionnement en énergie et leur impact environnemental général, de l'anglais Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact). MESSAGE est un modèle de système énergétique polyvalent, adaptable, ascendant et pluriannuel qui fait appel à des techniques d'optimisation linéaire et mixte. Initialement conçu par l'Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués (IIASA), il a par la suite été amélioré par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

Pour pouvoir modéliser un système électrique, le logiciel MESSAGE a besoin d'une projection de la demande, d'une base de données sur les actifs actuellement destinés à la production et au transport d'électricité, des spécifications techniques et économiques des technologies d'approvisionnement en électricité, et d'une liste (avec les spécifications techniques et économiques) des futures options d'investissement dans la production et le transport d'électricité. Le modèle MESSAGE vise à minimiser la valeur actuelle nette (assujettie à un taux d'actualisation global défini par l'utilisateur) des coûts totaux du système encourus pour répondre à un niveau de demande défini par l'utilisateur sur un horizon de planification donné et conformément à un éventail spécifique d'hypothèses. Un guide d'utilisation de MESSAGE, fourni par l'AIEA, est mis à la disposition du public (AIEA, 2016). MESSAGE est un outil gratuit mis à la disposition des États membres de l'AIEA qui permet de travailler avec des solveurs de programmation gratuits.

À partir des infrastructures électriques existantes au cours d'une année de référence choisie dans une région donnée, un modèle basé sur MESSAGE calcule la progression des différentes combinaisons technologiques possibles pour chaque période définie par l'utilisateur (généralement annuelle) susceptible d'atteindre l'objectif du coût le plus bas pendant toute la phase de planification afin de répondre à la demande et aux contraintes définies par l'utilisateur. Les contraintes peuvent être de nature technique, liées au fonctionnement du système électrique, ou bien des hypothèses politiques reflétant différents scénarios. Bien que le modèle puisse techniquement fonctionner en prenant comme résolution une division du temps en heures complètes, il est généralement exécuté selon des approches basées sur des tranches de temps pour éviter des exigences de calcul irréalistes (pour en savoir plus, se reporter à la Section 3). Ces tranches de temps représentent généralement des variations journalières et saisonnières « courantes » dans la production et la demande d'électricité.

Le modèle produit le coût total actualisé³ le plus bas du système, qui englobe les investissements, l'exploitation et la maintenance, le combustible et tous les autres frais définis par l'utilisateur (il peut s'agir par exemple des sanctions sur les émissions de gaz à effet de serre, des coûts liés à des demandes non satisfaites, etc.) Il veille par ailleurs à ce que toutes les exigences du système soient respectées, notamment les ressources et capacités suffisantes pour atteindre les niveaux de production souhaités, la marge de réserve définie par l'utilisateur ou le respect des limites de déploiement technologique définies par l'utilisateur, ainsi que les objectifs de nature politique définis par l'utilisateur, par exemple en matière d'énergie renouvelable, de seuils d'émission de CO₂ et de rapidité de déploiement des technologies.

³ L'actualisation est un processus qui consiste à convertir une valeur de coût prévue pour l'avenir en une valeur actuelle équivalente. Dans le modèle CMP, l'année de base 2019 reflète la situation « actuelle », et les divers coûts qui devraient être encourus chaque année au cours de la période d'étude sont ramenés à des équivalents 2019, en supposant l'application du taux d'actualisation fixe décrit à la section 2.3.4

Le modèle SPLAT-CMP a été conçu de manière polyvalente et flexible pour assurer le contrôle des entrées et des sorties du modèle, et permet la configuration des simulations pour toute combinaison de pays africains. L'objectif final était de simuler différents scénarios à l'échelle du continent et d'examiner pour chacun d'eux les stratégies d'investissement suggérées applicables aux projets de nouvelle production et de transport transfrontalier. Le modèle a été élaboré en fusionnant les versions précédentes du modèle SPLAT pour les différents pools énergétiques d'Afrique, documentées dans la série de rapports « Prospects and Planning for Renewable Power in Africa » de l'IRENA : SPLAT-W pour le Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest (IRENA, 2018), SPLAT-ACEC pour le Couloir africain de l'énergie propre composé des Pools énergétiques d'Afrique de l'Est et de l'Afrique Australe (IRENA, 2021a), SPLAT-C pour le Pool énergétique d'Afrique centrale (IRENA, 2021b), et SPLAT-N pour l'Afrique du Nord, comprenant notamment les pays du COMELEC (IRENA, 2023b).

Le modèle SPLAT-CMP comprend un certain nombre de mises à jour par rapport aux modèles SPLAT précédents, ainsi que des caractéristiques de modélisation de pointe qui peuvent être utiles à la communauté des modélisateurs énergétiques.



2. ÉLÉMENTS DE CONCEPTION DU MODÈLE SPLAT-CMP

2.1 DESCRIPTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

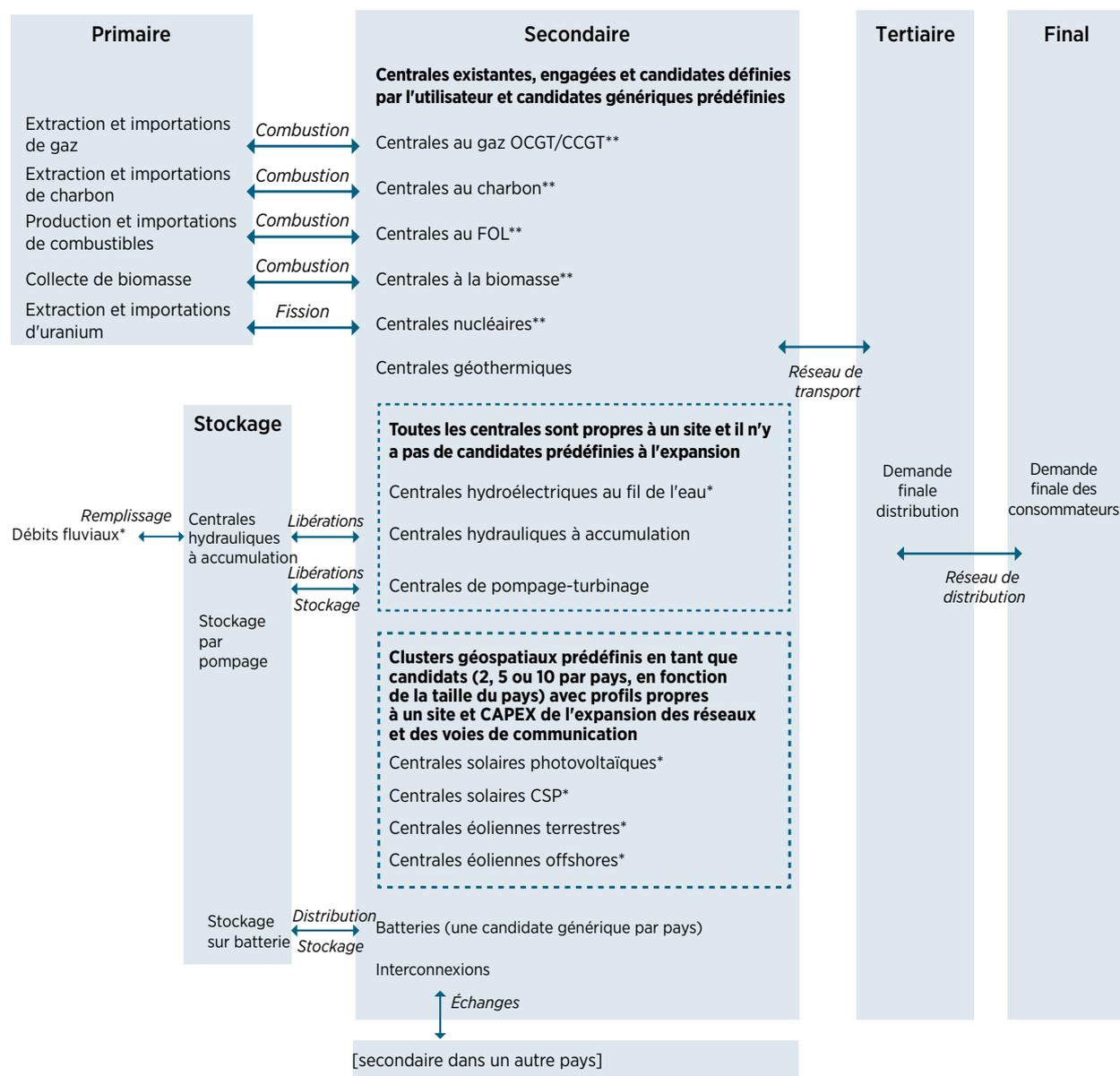
À l'instar des modèles SPLAT précédents, dans sa forme la plus simple, le modèle SPLAT-CMP peut être représenté de la manière suivante: chaque pays est représenté par un seul nœud, contenant plusieurs « niveaux » d'énergie : l'énergie au niveau des ressources (primaire), l'énergie convertie en électricité par les centrales (secondaire), l'électricité au niveau du transport (tertiaire) et l'électricité au niveau de la distribution (niveau final). Ces niveaux d'énergie, entre autres éléments du modèle (voir ci-dessous), sont représentés sous forme schématique à la Figure 1.

Le niveau **primaire** représente la disponibilité des ressources (mesurée en termes d'approvisionnement en énergie primaire) au niveau de chaque nœud national. La disponibilité de ces ressources est déterminée à la fois par les ressources et la capacité d'importation d'un pays, c'est-à-dire par des contraintes exogènes. À ce niveau, les prix des combustibles sont fixés de manière exogène. Dans les modèles SPLAT, par défaut, les prix des combustibles sont différenciés par type de combustible et par production locale ou importations, mais pas par pays (c'est-à-dire que les subventions accordées dans chaque pays, entre autres distorsions de prix, ne sont pas prises en compte).

Le niveau **secondaire** est le plus important du modèle, dans la mesure où il contient tous les actifs de production d'électricité d'un pays qui convertissent une ressource (niveau primaire) en électricité prête à être injectée dans le réseau de transport (niveau tertiaire). Il contient non seulement les actifs de production d'électricité *existants*, mais aussi ceux qui sont *engagés* (à savoir, les centrales spécifiques qui ne sont pas encore raccordées, mais dont on estime avec certitude qu'elles le seront à l'avenir à une date connue ; selon le processus de planification du CMP, un actif *engagé* est une centrale qui a atteint le stade de la clôture financière), ainsi que toutes les technologies *candidates*, parmi lesquelles le modèle peut choisir celles qui permettront de combler le futur écart entre l'offre et la demande. En plus de la capacité *candidate* définie par l'utilisateur, le modèle SPLAT-CMP propose des options d'approvisionnement génériques prédéfinies pour la plupart des technologies de production, ce qui permet de concevoir l'optimisation de l'expansion sur la base de la définition de scénarios spécifiques.

Pour toutes les technologies à venir, l'hypothèse de départ est celle d'une durée de construction (nombre d'années), et l'optimisation tient donc compte de la construction qui commence avant l'année de déploiement. Les intérêts à payer pendant la construction sont calculés par le modèle en supposant que les dépenses en capital au jour le jour sont réparties de manière égale sur toute la durée de la construction (y compris l'année de mise en service de la technologie concernée). Les intérêts à payer ainsi que les dépenses en capital au jour le jour de la technologie sont finalement annualisés, et les coûts annualisés qui en résultent, encourus chaque année pendant toute la durée de vie du projet, sont ramenés à une année de base commune par actualisation (se reporter à la Section 2.3.4 pour de plus amples détails sur le paramètre taux d'actualisation) aux fins de la prise de décision en matière d'optimisation. Les délais de construction varient en fonction de la technologie, afin de refléter la complexité des techniques d'ingénierie nécessaires aux différents types de centrales. Il convient de souligner que les délais de construction pris en compte ne concernent que les aspects techniques, mais qu'en réalité, la planification et les autorisations réglementaires prennent généralement (beaucoup) plus de temps, surtout dans le cas des centrales nucléaires et des grandes centrales hydroélectriques.

Figure 1 Aperçu schématique du Système énergétique de référence (RES, Reference Energy System) pour chaque nœud pays du modèle SPLAT-CMP



*Ces technologies sont assorties d'un profil de disponibilité temporelle spécifique (voir section 2.3), **L'expansion générique des capacités est autorisée, sous réserve de la préférence des parties prenantes.

Remarques : FOL = fioul lourd ; OCGT = turbine à gaz à cycle ouvert ; CCGT = turbine à gaz à cycle fermé ; PV = photovoltaïque ; CSP = solaire thermique à concentration.

Les technologies candidates sont modélisées différemment selon leur propre spécificité :

- (i) Les centrales candidates génériques fonctionnant au gaz, au charbon, au FOL, au diesel ou à la biomasse, tout comme les centrales nucléaires candidates, sont modélisées dans la catégorie des technologies « génériques ». Le terme « générique » signifie qu'aucune distinction technologique, géographique ou économique n'est introduite dans les caractéristiques de coût entre les différentes centrales « candidates » ; la technologie candidate générique est une catégorie globale qui couvre toutes les possibles futures centrales électriques utilisant cette technologie et ne relevant pas de la catégorie « engagée » ou « candidate » définie par l'utilisateur pour un site spécifique.

- (ii) Les centrales hydroélectriques candidates sont modélisées en tenant compte de chaque site spécifique. Étant donné que chaque centrale hydroélectrique a des caractéristiques et des profils de production très spécifiques (voir section 2.3 ci-dessous), il n'est pas pertinent de parler de potentiel hydroélectrique « générique ». Le potentiel de construction de nouvelles centrales hydroélectriques en Afrique a donc été évalué au niveau individuel, et chacune de ces centrales, qu'elle soit au fil de l'eau ou à accumulation, est incorporée séparément dans le modèle. Pour les centrales à accumulation, il est nécessaire d'inclure la dynamique du débit fluvial et du remplissage des réservoirs dans le cadre de modélisation MESSAGE. Comme pour l'hydroélectricité, des centrales géothermiques candidates sont également modélisées au niveau de chaque projet conformément à une évaluation réalisée dans le cadre d'une des études de soutien spécifique du CMP portant sur d'éventuels futurs projets en Afrique, principalement dans les pays disposant d'un potentiel géothermique commercialement exploitable et situés de part et d'autre du rift est-africain : Djibouti, l'Éthiopie, le Kenya, la République-Unie de Tanzanie et l'Ouganda (EU GTAF, 2023a).
- (iii) Un ensemble plus large de technologies renouvelables, à savoir le solaire photovoltaïque, le solaire CSP, l'éolien terrestre et l'éolien en mer, dont le potentiel est géographiquement dispersé, mais moins limité que celui de l'hydroélectricité et de la géothermie, est modélisé sous la forme de « clusters » régionaux de sites à fort potentiel. Sachant que le potentiel de ces technologies peut couvrir de vastes étendues du territoire des pays, contrairement à celui de l'hydroélectricité, par exemple, qui se limite aux endroits où le dénivelé des cours d'eau le permet, la partie la plus intéressante de ce potentiel a été identifiée pour chaque pays et regroupée en un certain nombre de clusters présentant des profils de production comparables. Chacun de ces clusters sert d'option d'approvisionnement « candidate » individuelle prédéfinie dans le modèle, avec ses propres paramètres technico-économiques. Le nombre de clusters propres à une région ainsi obtenu varie selon la technologie et le pays dans une fourchette de deux à dix (voir la Section 2.3 ci-dessous). En outre, le modèle comprend une capacité limitée d'énergie solaire photovoltaïque, solaire CSP et éolienne terrestre candidate propre à un projet et définie par l'utilisateur, caractérisée en fonction des contributions des parties prenantes au cours du processus CMP.

Certaines technologies nécessitent un profil temporel pour modéliser leur disponibilité sur des échelles de temps diurnes et/ou saisonnières (indiquées par un astérisque à la Figure 1). Il s'agit notamment de toutes les technologies solaires et éoliennes, de l'hydroélectricité au fil de l'eau, ainsi que des technologies de régulation du débit fluvial qui sont utilisées dans les réservoirs hydroélectriques (voir la Section 2.3 ci-dessous). Les profils des technologies propres à un site sont donc définis de manière unique, et reflètent les conditions météorologiques et hydrologiques de ce site.

Le niveau secondaire englobe également des technologies de *stockage*. Parmi celles-ci figurent les réservoirs hydroélectriques ordinaires (voir ci-dessus), le pompage-turbinage (hors rivière) et le stockage sur batterie. À l'instar de la « technologie fluviale » utilisée pour modéliser l'hydroélectricité à accumulation, la technologie de stockage sur batterie est liée à un certain rapport entre l'énergie et la puissance qui permet de contrôler la durée du stockage (voir la Section 2.5 ci-dessous). Les systèmes de stockage sur batterie candidats sont modélisés de manière générique, tout comme les centrales thermiques, à raison d'une technologie de stockage de 4 heures par pays.

Enfin, le niveau secondaire d'un nœud de pays donné est connecté au niveau secondaire de ses pays voisins à travers des technologies représentant des *interconnexions transfrontalières*. Ces technologies peuvent être existantes, engagées ou candidates, selon les bases de données SPLAT précédentes et les contributions des parties prenantes. Les candidates sont caractérisées de manière générique (*interconnexions génériques*) et reliées avec leurs équivalents dans tous les pays voisins, afin de permettre au modèle de sélectionner une capacité d'interconnexion non plafonnée dans certains scénarios de CMP. L'Éthiopie, par exemple, a des frontières communes avec six pays (l'Érythrée, Djibouti, la Somalie, le Soudan, le Soudan du Sud (!) et le Kenya), et c'est pourquoi le modèle prévoit six technologies génériques d'interconnexion. Les interconnexions génériques sont différenciées en termes de CAPEX (USD/MW) en fonction de la longueur, du terrain et de la tension nominale prise en considération (voir la Section 2.4 ci-dessous).

Au sein de chaque nœud (pays), nous utilisons l'hypothèse de la plaque de cuivre, c'est-à-dire que nous supposons un transport interne parfaitement libre.⁴ Mais cette hypothèse ne reflète pas la situation sur le terrain dans de nombreux pays africains, et c'est là l'un des éléments du modèle SPLAT-CMP susceptibles d'être améliorés à l'avenir (voir la Section 5). Le modèle SPLAT-CMP ne peut donc fournir des informations que sur les stratégies visant à développer les infrastructures de transport transfrontalières, et non celles de transport et de distribution au niveau des pays.

Le niveau **tertiaire** représente la demande intérieure globale sur le réseau de distribution qui doit être desservie par le réseau de transport domestique en acheminant l'électricité à partir de producteurs à échelle industrielle et d'interconnexions transfrontalières. Un facteur de perte entre les niveaux secondaire et le tertiaire permet de tenir compte des pertes liées au transport. Le niveau **final** fonctionne de manière similaire, en représentant la demande finale globale des consommateurs devant être desservie par le réseau de distribution domestique, assortie d'un facteur de perte reflétant les pertes de distribution. Alors que les versions précédentes du modèle SPLAT faisaient la distinction entre plusieurs catégories de demande (urbaine, rurale, commerciale et industrielle), dans le cadre du projet CMP, les projections à l'échelle nationale ont été estimées au niveau de la demande « envoyée » et non pas de celle des utilisateurs-consommateurs finaux, sur la base d'une analyse économétrique descendante. Par conséquent, la demande envoyée, qui est la demande perçue par les producteurs et les interconnexions transfrontalières avant tout acheminement à travers le réseau, a été insérée dans le modèle au niveau **final**, et les facteurs de perte de transport et de distribution ont été établis à zéro.

2.2 MISES À JOUR DE LA MÉTHODOLOGIE DE MODÉLISATION : CONTRAINTES AU NIVEAU DU SYSTÈME ET DU PAYS

Le modèle SPLAT-CMP est également assorti de plusieurs contraintes systématiques, tant au niveau des nœuds (pays) que du système (continent), afin de simuler un certain nombre de limites réelles à l'exploitation du système électrique. Les plus importantes de ces contraintes sont la **marge de réserve**, la **vitesse de déploiement des technologies**, et le **niveau de pénétration instantanée des énergies renouvelables variables (ERV)**.

2.2.1 Marge de réserve

Pendant leur exploitation, les systèmes électriques ont besoin de différents types de réserves opérationnelles pour faire face à une série d'imprévus, tels que la perte soudaine ou l'indisponibilité de générateurs du fait de pannes, qu'elles soient planifiées ou non. Même si les exigences de dimensionnement des différents types de réserves opérationnelles sont mieux évaluées par les modèles à coût de production horaire (IRENA, 2017), la plupart des codes de réseau nationaux fournissent une estimation approximative de la marge de production de réserve qui doit être maintenue au-dessus des besoins de production réels. À l'instar de nombreux modèles traditionnels d'expansion des capacités, les modèles SPLAT utilisent une telle contrainte en matière de marge de réserve pour tenir compte du besoin de réserves opérationnelles dans le bouquet de production projeté sur une base annuelle. Tout scénario produit par le modèle SPLAT-CMP doit respecter cette contrainte en matière de marge de réserve, qui s'applique à la fois au *niveau du nœud* et au *niveau continental*.

Plusieurs technologies sont considérées comme ayant des surplus de capacité différents et contribuent donc à cette marge de réserve de diverses manières. Par exemple, les centrales thermiques et nucléaires peuvent fournir plus de capacité « ferme » (garantie de disponibilité pour répondre à la demande) que les centrales solaires ou éoliennes. Les lignes de transport transfrontalier peuvent également contribuer à la marge de réserve (les pays peuvent donc investir dans le transport transfrontalier afin d'améliorer la fiabilité du système). Cela ne s'applique qu'au niveau du nœud (pays), puisqu'un pays pourrait en théorie couvrir une partie de sa marge de réserve en s'appuyant sur la capacité de ses voisins, alors qu'au niveau du continent, il n'est pas raisonnable de supposer que le transport interne puisse apporter une telle marge.

⁴ L'hypothèse de la « plaque de cuivre » fait référence à la simplification selon laquelle l'électricité peut circuler sans contrainte depuis n'importe quel site de production vers n'importe quel site de demande.

La contrainte quant à la marge de réserve continentale est une nouvelle fonctionnalité du cadre de modélisation SPLAT-MESSAGE. Elle a été introduite pour limiter la tendance à une expansion irréaliste des capacités d'interconnexion génériques. Les applications SPLAT antérieures (IRENA, 2018, 2021a, 2021b, 2023b) ne posaient pas le problème d'une expansion irréaliste des capacités d'interconnexion, dans la mesure où les interconnexions prises en compte dans le modèle se limitaient à des projets existants ou planifiés.

Pour la marge de réserve, le modèle SPLAT-CMP utilise une contrainte minimale par défaut de 10 % au-dessus de la charge de pointe au niveau continental et au niveau national.⁵ La valeur de 10 % a été modifiée par chaque pays dans le modèle CMP en fonction des préférences des parties prenantes. Le Tableau 1 donne une vue d'ensemble des contributions à la marge de réserve par défaut des différentes technologies utilisées dans le modèle SPLAT-CMP. En termes de modélisation, la marge de réserve a été intégrée dans SPLAT-CMP sous la forme d'une contrainte selon laquelle chaque unité de production et d'interconnexion construite contribue à hauteur d'une certaine part de sa capacité à la marge de réserve globale, laquelle doit atteindre au moins 10 % de la demande de pointe correspondant à chaque année.

Tableau 1 Vue d'ensemble des contributions à la marge de réserve des différents types de technologie utilisés dans le modèle SPLAT-CMP pour le processus CMP

Technologie	Contribution à la marge de réserve	Remarques
Génération conventionnelle		
Gaz	100 %	Cette hypothèse reflète la pratique adoptée en Afrique dans les plans directeurs régionaux antérieurs. Il s'agit d'une hypothèse relativement optimiste, car chaque centrale possède un certain taux d'indisponibilité qui, dans la pratique, réduira également la contribution à la marge de réserve.
Charbon	100 %	
FOL/Diesel	100 %	
Nucléaire	100 %	
Biomasse	100 %	Le modèle ne tient pas compte de la variation saisonnière de la disponibilité de biomasse, qui pourrait limiter le fonctionnement des centrales à la biomasse pendant les périodes hors récolte.
Hydroélectricité au fil de l'eau	100 %	Il s'agit d'une hypothèse optimiste. En réalité, la contribution à la marge de réserve des centrales hydroélectriques au fil de l'eau dépend fortement des fluctuations saisonnières du cours d'eau. Bien que cette fluctuation en soi fasse partie du modèle, son effet sur le caractère saisonnier de la contribution à la marge de réserve n'a pas été modélisé.
Hydroélectricité par accumulation	100 %	En réalité, la contribution à la marge de réserve des centrales à accumulation dépend des interactions précises entre les fluctuations saisonnières du débit fluvial, la taille et le mode d'exploitation des réservoirs. Cela n'a pas été pris en compte dans le modèle.
Production ERV		
Solaire photovoltaïque	0 %	Étant donné que la production solaire photovoltaïque est assurément inexistante pendant la nuit, elle se voit attribuer un surplus de capacité nul. En réalité, l'énergie solaire photovoltaïque pourrait contribuer à la marge de réserve si la demande de pointe était garantie pendant les heures de fort ensoleillement (GET.transform, 2023). Cet effet n'a pas été modélisé.
Éolien terrestre	0 %	Il s'agit d'un chiffre prudent, sachant que la contribution de l'énergie éolienne à la marge de réserve est souvent considérée comme légèrement supérieure à zéro et que, selon la géographie, celle-ci peut produire pendant les heures de charge de pointe (EU GTAF, 2023b).
Éolien offshore	0 %	

⁵ La charge de pointe à l'échelle continentale a été calculée comme étant la somme de toutes les valeurs maximales des courbes de charge des différents pays.

Technologie	Contribution à la marge de réserve	Remarques
Technologies avec stockage		
Hydroélectricité par pompage-turbinage	75 %	En principe, il s'agit d'un facteur qui dépend du système. Le choix effectué ici pour la modélisation vise à refléter un élément important, à savoir que la valeur ne doit pas être nulle, tout en restant inférieure à 100 %.
CSP avec 6 heures de stockage	75 %	
Batteries avec 4 heures de stockage	75 %	
Échanges		
Interconnexions avec les voisins	50 %	La contribution des interconnexions à la marge de réserve n'est appliquée qu'au niveau pays (niveau nœud), et non au niveau continental (puisque les interconnexions représentent des connexions avec d'autres systèmes nationaux, mais correspondent à un réseau de transport interne au niveau continental). Si des pays à forte capacité installée sont entourés d'autres pays dotés de systèmes beaucoup plus petits, nous recommandons de déroger éventuellement à cette règle et de considérer une contribution nulle à la marge de réserve des interconnexions génériques, y compris au niveau national. Dans le modèle SPLAT-CMP, cela a été fait pour l'Afrique du Sud.

Remarque : les chiffres représentent le pourcentage de la capacité installée de la technologie qui entre dans le calcul des réserves installées.

2.2.2 Niveau de pénétration instantané des ERV

Compte tenu des préoccupations suscitées par la stabilité de la fréquence et de la tension sur les réseaux électriques, certains gestionnaires de réseau appliquent déjà des limites à la pénétration instantanée des ERV ; le gestionnaire de réseau de l'Irlande, par exemple a actuellement fixé la limite de pénétration des sources d'énergie non synchrones dans le système (SNSP) à 75 %. Compte tenu de la faible inertie qui caractérise les réseaux de nombreux pays d'Afrique, le modèle SPLAT-CMP prévoit la possibilité de limiter la pénétration instantanée des ERV dans le système électrique de chaque pays.

Sur la base des consultations menées avec les parties prenantes dans le cadre du processus CMP, une limite de pénétration instantanée des ERV de 70 % a été adoptée sans aucune variation entre les pays ou les années de modélisation. Compte tenu de l'évolution rapide de l'expérience acquise et des solutions trouvées à l'échelon mondial pour intégrer des parts élevées de production d'ERV dans les systèmes électriques, cette hypothèse peut être considérée comme une estimation prudente, en particulier pour les dernières années de la période d'étude du CMP. Par exemple, dans le cas de l'Irlande, la mise en place d'interconnexions avec le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord et l'Europe continentale, ainsi que le déploiement de capacités de stockage, ont été proposés pour relever la limite de SNSP (Kenny, 2023). Des considérations similaires pourraient donc être appliquées au continent africain à long terme.

2.2.3 Vitesse de déploiement des technologies des ERV et de la biomasse

Le modèle prévoit des taux de déploiement maximaux annuels pour les technologies de production solaires et éoliennes dont les coûts diminuent aujourd'hui rapidement (énergie solaire photovoltaïque, solaire CSP, éolien terrestre et éolien en mer). La raison en est que les courbes de baisse des coûts peuvent inciter le modèle à investir « en masse » dans ces technologies une année donnée, ce qui conduirait à des résultats erronés dans lesquels la capacité du système électrique d'un pays pourrait doubler, voire tripler, en l'espace d'une seule année. Cet effet a été observé sur environ un tiers des pays pendant la réalisation des tests sur le modèle lorsqu'aucune limite annuelle d'ajout de capacités n'était imposée. Le fait d'imposer un certain plafond au rythme de déploiement annuel (en MW/an ajoutés) des technologies solaire et éolienne permet donc d'obtenir des courbes de renforcement de la capacité plus régulières et réalistes d'une année sur l'autre. Cette limitation appliquée au modèle reflète également une contrainte réelle, dans la mesure où les pays ne seraient pas en mesure de financer ou de mettre en place des capacités d'énergies renouvelables de grande envergure dans un laps de temps limité, compte tenu des impératifs en matière de disponibilité de main-d'œuvre qualifiée ou de fabrication/d'importation des matériaux nécessaires, entre autres aspects logistiques comme la disponibilité des grues.

Les rythmes maximaux de déploiement des technologies solaires et éoliennes sont modélisés au niveau de chaque pays. Il est ainsi possible de les augmenter d'année en année, en fonction de la taille croissante du système électrique de chaque pays. La valeur par défaut du rythme maximal de déploiement des capacités pour les technologies solaires et éoliennes utilisée dans SPLAT-CMP était de 25 % de la demande de pointe de l'année précédente. Et dans tous les cas où elle était en contradiction avec la capacité mise en ligne par de grands projets engagés, elle a été revue à la hausse.

Outre les technologies solaires et éoliennes, des limites annuelles d'ajout de capacités ont également été imposées pour les centrales à la biomasse. À cette fin, l'approche adoptée était simple et ne comportait aucun détail sur la variation saisonnière de la disponibilité de biomasse ou sur la concurrence entre l'utilisation des terres à des fins énergétiques et non énergétiques. L'approche a été la suivante : en premier lieu, la production historique de sucre a été évaluée au niveau de chaque pays (ISO, 2020), pour calculer la production par habitant. Partant de l'hypothèse que ce ratio reste constant, la production de sucre a ensuite été extrapolée sur la période couverte par le modèle à partir des projections démographiques de l'ONU (ONU, 2022). Les tonnages de sucre ont ensuite été convertis en tonnages de canne à sucre, puis en potentiel de production d'électricité à partir des taux empiriques rapportés (IRENA, 2019). Finalement, ce potentiel annuel en MWh/an a été converti en potentiel de déploiement en MW/an, en prenant l'hypothèse d'un facteur de charge (CF) de 65 % (IRENA, 2021a). La production d'électricité à partir de biomasse non issue de la bagasse n'a pas été prise en compte dans le modèle.

2.2.4 Autres contraintes

Un certain nombre d'autres spécifications génériques ont été mises en œuvre au niveau des centrales pour prendre en compte des dynamiques opérationnelles qui ne sont pas reflétées de façon explicite, en raison du niveau de détail utilisé dans le modèle SPLAT-CMP.

La première spécification consistait à inclure un taux d'utilisation minimal pour toutes les centrales thermiques. Il s'agissait de tenir compte des opérations (et par conséquent de la combustion, des coûts et des émissions) se produisant dans des situations d'urgence qui résultent principalement d'arrêts inopinés et non planifiés d'autres unités du système ou de fluctuations importantes et inattendues de la demande ou de la disponibilité des ressources ERV, ainsi que du fait que le modèle fonctionne sur la base de scénarios déterministes dans lesquels les fluctuations aléatoires sont ramenées à une valeur moyenne. Le taux d'utilisation minimal, considéré comme étant invariant dans le temps, est également utilisé pour rendre compte (de manière simplifiée) du fait que les centrales thermiques doivent fonctionner à un certain niveau minimal⁶ pour garantir une certaine stabilité et éviter une pénurie de capacité en cas d'imprévu, en particulier lorsqu'une unité thermique doit être mise en service à partir d'un état « à froid » (sachant que les taux de rampe de démarrage à froid sont les plus lents).

⁶ Il convient de noter qu'il ne s'agit pas d'une spécification « stable minimale » réelle, car cela nécessiterait de recourir à des techniques de résolution par nombres entiers mixtes incompatibles avec un modèle de l'ampleur de celui du CMP.

Les valeurs standard utilisées pour le taux d'utilisation minimal étaient de 5 % pour les centrales diesel et OCGT, 15 % pour les CCGT, 20 % pour celles au charbon et 70 % dans le cas du nucléaire. Les centrales utilisant des énergies renouvelables dispatchables, à savoir la biomasse et la géothermie, ont également été considérées comme fonctionnant avec un facteur d'utilisation minimal de 20 %. Les valeurs plus élevées pour les centrales CCGT, au charbon et à la biomasse illustrent le fait que celles-ci ont généralement des niveaux de fonctionnement stables minimaux plus élevés et des taux de rampe plus lents que les OCGT.⁷

La deuxième spécification devait inclure les pannes non planifiées dans les centrales thermiques, modélisées en utilisant un facteur de déclassement correspondant à la capacité de chaque centrale. Cela limite la production de la centrale dans la modélisation de son dispatching. Ce facteur a été fixé au taux d'indisponibilité forcée moyen pour chaque centrale lorsque les données étaient disponibles, ou bien, dans le cas contraire, comme une valeur générique comprise entre 10,5 % pour les centrales à moteur alternatif et 8 % pour les autres. Toutefois, pour les besoins de calcul de la marge de réserve, c'est la capacité non réduite qui a été utilisée.

Bien que l'approche ne modélise pas la dynamique temporelle des pannes de centrales, elle tient compte de ces pannes dans les considérations économiques de l'expansion de la production.

Le fait que la fréquence des pannes non planifiées puisse augmenter avec le vieillissement des centrales appelle à lier l'estimation du facteur de déclassement de chaque centrale à l'âge de la centrale. Cette approche peut être reprise dans les futures mises à niveau du modèle.

2.3 MISES À JOUR DE LA MÉTHODOLOGIE DE MODÉLISATION : PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Dans SPLAT-CMP, la production d'électricité à partir de centrales thermiques et nucléaires est modélisée de la même manière que celle déjà décrite dans les publications précédentes sur les applications régionales du modèle SPLAT (IRENA, 2018, 2021a, 2023b).

Pour le déploiement du CMP, de nouvelles techniques de modélisation de pointe ont été développées et appliquées par l'IRENA et l'AIEA afin de mieux représenter les centrales hydroélectriques, les ERV et les centrales CSP, ainsi que leurs schémas spatio-temporels. Ces techniques sont décrites dans cette section.

2.3.1 Centrales hydroélectriques

Compte tenu de la très grande variabilité des zones climatiques à l'intérieur et entre les pays africains ainsi que des régimes de précipitation et des débits fluviaux correspondants, il est essentiel de modéliser les deux aspects suivants de la production d'hydroélectricité :

- (i) La saisonnalité de la production d'électricité induite par le débit des cours d'eau et limitée par le débit nominal des turbines, ainsi que les effets atténuants de la présence de réservoirs sur ces fluctuations saisonnières.
- (ii) La flexibilité infra-journalière que les centrales hydroélectriques à accumulation sont en mesure d'offrir pour soutenir l'intégration des ERV, modulée par leur disponibilité saisonnière.

⁷ Même si des valeurs inférieures sont généralement observées pour les OCGT dans la littérature (à savoir, dans les résultats des modèles à résolution temporelle plus élevée), en réalité, celles-ci dépendent de plusieurs facteurs propres à un système, en termes de composition et de coûts/prix.

Tous ces aspects ont été modélisés au niveau de chaque centrale, tant pour celles qui sont existantes et engagées que pour les candidates, en utilisant la base de données des profils d'électricité renouvelable en Afrique AfREP-hydro publiée précédemment par l'IRENA à l'intention de la communauté des modélisateurs (IRENA, 2021c ; Sterl *et al.*, 2021). Cette base utilise un ensemble de données sur le débit fluvial au niveau continental, ainsi que des informations techniques sur les centrales hydroélectriques, afin d'estimer des profils de CF saisonniers. A priori, la base de données AfREP-hydro prend également en compte les systèmes de barrages en cascade existants et potentiels, à savoir les successions de centrales (potentielles) situées en aval les unes des autres sur le même cours d'eau. Pour des informations complètes sur la façon dont la base de données AfREP-hydro a été constituée, ainsi que sur toutes les formules de calcul correspondantes, le lecteur est invité à se référer aux publications susmentionnées.

Les données de la base AfREP-hydro ont été appliquées au modèle SPLAT-CMP de la manière suivante. Pour les centrales au fil de l'eau, les profils de CF (à résolution mensuelle) de la base de données AfREP-hydro, propres à un site spécifique des centrales hydroélectriques individuelles, ont été directement appliqués en tant que profils de disponibilité⁸ au niveau technologique dans SPLAT (niveau secondaire à la Figure 1).⁹ Cela signifie que lorsque le fleuve coule à son débit maximum, la centrale hydroélectrique au fil de l'eau est en mesure de produire jusqu'à sa capacité nominale (à l'exclusion de tout déclassement imposé par l'utilisateur en raison du vieillissement, des pannes planifiées ou non, etc.).

Pour les centrales à accumulation, et afin de tenir compte du point (ii) ci-dessus, la dynamique de la retenue d'eau a dû être spécifiquement remodelisée dans SPLAT. Pour cela, deux éléments supplémentaires ont été incorporés dans le modèle (voir Figure 1) :

- une technologie de débit fluvial avec son propre profil de disponibilité, la capacité exprimée en MW découlant des estimations de débit fluvial maximal disponible en m³/s dans AfREP-hydro (voir formule à la Figure 2) ; et
- une technologie à accumulation alimentée par la technologie de débit fluvial avec un certain niveau de stockage maximal, la capacité exprimée en MW découlant de la taille de la retenue d'eau disponible en m³ dans AfREP-hydro (voir formule à la Figure 2).

Les centrales hydroélectriques ont recours à la technologie à accumulation du fait qu'une unité de production de l'usine fonctionne en exploitant le volume correspondant dans la retenue d'eau; celle-ci est liée à la technologie de débit fluvial parce qu'une partie du débit fluvial, équivalente en termes d'énergie, y est stockée (jusqu'à la cote maximale).

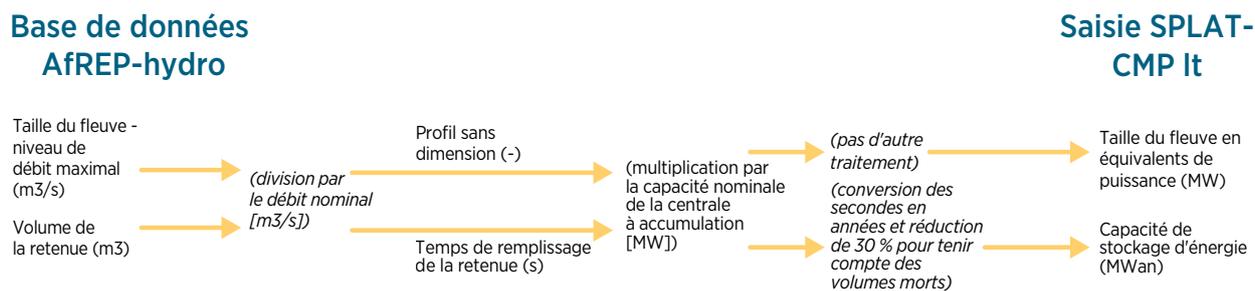
Le dimensionnement de la technologie fluviale et à accumulation nécessitait une estimation du *débit nominal* (m³/s) de la centrale hydroélectrique correspondante, qui, lorsqu'il était absent de la base de données AfREP-hydro, a été considéré comme étant égal à 50 % du débit fluvial maximal extrait des données modélisées de débit fluvial au niveau continental utilisées pour la base de données AfREP-hydro.¹⁰

⁸ cela signifie que les débits sont exprimés de 0 (aucun débit) à 1 (débit maximal)

⁹ En théorie, la diminution de la capacité d'une centrale candidate donnée augmenterait son CF global. L'approche mentionnée de la modélisation des centrales au fil de l'eau n'en tient pas compte, car les profils de CF sont liés à une hypothèse spécifique en matière de capacité installée. Dans un cas idéal, la capacité potentielle de la centrale candidate serait ajustée par le modélisateur sur un nombre fixe, de sorte que le modèle pourrait installer la centrale soit à pleine capacité, soit pas du tout, mais pas « partiellement ». Cela peut toutefois rendre le modèle plus difficile à résoudre sur le plan numérique.

¹⁰ Pour les mêmes raisons que celles mentionnées dans la note de bas de page 5, un argument similaire s'applique aux centrales à accumulation.

Figure 2 Conversion des données hydroélectriques des retenues d'eau à partir de la base de données AfREP-hydro vers le modèle SPLAT-CMP



De cette manière, et après consultation des parties prenantes concernées, un total de 601 centrales hydroélectriques propres à un site (222 existantes, 74 engagées, 305 candidates) et représentant une capacité hydroélectrique totale de 132 GW ont été incorporées dans SPLAT-CMP.

Les centrales hydroélectriques existantes et engagées qui sont (ou seront) partagées entre plusieurs pays (lorsqu'elles sont, par exemple, situées sur un fleuve frontalier) ont été divisées en fonction de leurs technologies, fluviale et à accumulation, et incorporées séparément pour chaque pays concerné sur la base de l'allocation de capacité réelle.

Il convient de souligner que la base de données AfREP-hydro comprend des scénarios de changements climatiques pour toutes les centrales hydroélectriques prises en considération, selon diverses combinaisons de RCP (Profils représentatifs d'évolution des concentrations) et de SSP (Trajectoires socio-économiques partagées) (GIEC, 2023). L'intégration des impacts des changements climatiques sur les ressources hydroélectriques dans le modèle SPLAT-CMP est par conséquent simple et peu contraignante.

2.3.2 Centrales solaires et éoliennes

Bien que le modèle permette d'inclure les options d'approvisionnement en énergie solaire et éolienne propres à un projet, comme indiqué dans la Section 2.1, ce pool de ressources est vraisemblablement limité en taille, et ne couvre qu'une partie limitée de la vaste base des ressources, d'intérêt variable, dispersées à travers l'Afrique. Pour couvrir suffisamment cette vaste base de ressources candidates et ses divers éléments d'intérêt, notamment le coût des infrastructures nécessaires au raccordement au réseau, des clusters régionaux de sites à fort potentiel ont été introduits dans le modèle SPLAT-CMP (IRENA, à paraître ; Sterl *et al.*, 2022).

Ces clusters étaient basés sur le concept de l'IRENA de « régions modèles d'approvisionnement » (MSR) qui sont essentiellement des « régions candidates » prêtes à être modélisées et ayant un potentiel de capacité, des coûts en infrastructures et des profils de production propres à l'échelle du pays.

L'approche MSR (Régions modèles d'approvisionnement)

Les détails complets de la base scientifique sous-tendant l'approche MSR de la création des clusters et de l'extraction des profils pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre sont disponibles (Sterl *et al.*, 2022), les ensembles de données associés étant disponibles en modalité de libre accès (Sterl *et al.*, 2023). Les parties de l'approche qui sont utiles pour le modèle SPLAT-CMP sont résumées dans les sections suivantes. Ces sections présentent également de nouvelles méthodologies (inédites) pour les clusters solaires CSP et éoliens

en mer, qui sont en grande partie basées sur la même approche. Les ensembles de données spatiales sur ces deux technologies sont également disponibles dans la base de données du CMP (Mwanga)¹¹ avec celles du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre.

Le fait de caractériser les options d'approvisionnement pour l'énergie solaire et éolienne par cluster dans le modèle SPLAT-CMP, plutôt que par centrale électrique individuelle propre à un lieu (comme dans le cas de l'hydroélectricité), est plausible, car (i) le potentiel des ERV est beaucoup moins limité dans l'espace que celui de l'hydroélectricité, et (ii) les centrales ERV ont des caractéristiques de conception plus génériques que celles de l'hydroélectricité. Le potentiel hydroélectrique étant concentré dans des endroits très spécifiques, il doit être modélisé au niveau de chaque centrale, avec leurs différences en termes de volume de stockage, de profil fluvial, de débit nominal, etc. Or, les mêmes contraintes ne s'appliquent pas au potentiel des ERV. Les ressources solaires et éoliennes nécessitent néanmoins un certain niveau de différenciation spatiale dans le modèle, dans la mesure où le potentiel de production annuel et les schémas de production temporels peuvent varier d'une région à l'autre au sein d'un même pays, ce qui signifie que la représentation des énergies solaire et éolienne par une seule technologie candidate au sein d'un même pays serait également insuffisante.

Pour la plupart des pays, même si l'on exclut les zones inadaptées, interdites et protégées, le potentiel exploitable des ERV tend à couvrir de vastes étendues du territoire national. Dans SPLAT-CMP, nous avons limité l'expansion des technologies ERV à un maximum de 5 % de la superficie d'un pays (Sterl *et al.*, 2022). Pour ce faire, le potentiel exploitable (disponible sous forme de MSR) a été examiné pour les zones représentant les 5 % les plus intéressants de la superficie d'un pays^{12, 13}, à savoir les endroits où la construction d'une centrale électrique aurait le LCOE attendu le plus faible. Ce LCOE (coût actualisé de l'électricité) a été calculé en tenant compte non seulement des effets de la qualité des ressources (niveau de rayonnement solaire et vitesse du vent), mais aussi de la distance par rapport aux infrastructures routières et de réseau existantes, puisque ce paramètre implique un investissement supplémentaire dans la construction de réseaux électriques et de voies de communication.

L'ensemble des régions référencées géospaialement qui en résulte représente donc une sélection réaliste des sites les plus intéressants de chaque pays où construire des centrales électriques, tout en couvrant l'éventuelle disparité de la distribution spatiale des ressources à l'intérieur de ce pays. La taille des MSR peut varier considérablement, puisque certaines représentent de vastes zones contiguës avec des ressources plutôt homogènes et aucune utilisation concurrente des terres, notamment dans le cas de l'ensoleillement dans les zones désertiques, tandis que d'autres constituent de minuscules îlots au potentiel élevé, mais isolé, comme la ligne de crête de certaines collines où la vitesse du vent est élevée. Par conséquent, les MSR de chaque pays ont ensuite été regroupées en un nombre limité de clusters présentant des profils de production horaire comparables pour pouvoir les inclure dans le modèle. Bien que la forme du profil de production horaire ait été le seul critère retenu dans l'approche en clusters, dans la pratique, cette méthode a eu tendance à regrouper des MSR géographiquement proches. ce qui est logique au vu des corrélations spatiales typiques des profils de production de sites situés à proximité les uns des autres (Engeland *et al.*, 2017).

La Figure 3 offre un récapitulatif géospaial de toutes les MSR pour l'énergie solaire et éolienne ainsi incorporées en tant que candidates dans le modèle SPLAT-CMP. Chacune de ces zones se caractérise par ses propres perspectives de développement de capacité (MW), un profil de CF horaire unique et un LCOE unique reflétant la qualité des ressources et les besoins en termes de développement du réseau électrique et des voies de communication. Il convient de noter que la figure ne montre pas les clusters résultant du regroupement des MSR. Ces données sont toutefois disponibles sous une forme graphique (Sterl *et al.*, 2023).

¹¹ <https://cmpmwanga.nepad.org/>

¹² Ou de la zone économique exclusive d'un pays, dans le cas de l'éolien offshore.

¹³ Tant que ces 5 % couvrent le potentiel jugé commercialement exploitable (Sterl *et al.*, 2022), ce qui était le cas pour la plupart des pays.

Pour tenir compte des prévisions de nouvelles baisses de coûts des technologies liées aux ERV et au solaire CSP, l'approche adoptée consiste à supposer que le CAPEX de chaque technologie commence l'année de référence à un niveau propre à une région (IRENA 2022a), puis diminue à un taux annuel moyen propre à une technologie envisagée par le scénario des Perspectives pour la transition énergétique mondiale (WETO) de l'IRENA (IRENA 2022b) jusqu'en 2030, avant de se stabiliser à un CAPEX moyen mondial propre à une technologie supposé par le scénario WETO d'ici à 2040. Ce choix s'explique par le fait qu'il est ainsi possible de passer aisément d'une trajectoire de prix conservatrice (hypothèse actuelle) à une autre plus optimiste, dans laquelle, par exemple, le marché africain accélérerait la baisse des prix pour s'aligner sur la moyenne mondiale des CAPEX, qui devrait chuter bien avant 2040.

Création de clusters pour le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre

Selon l'approche adoptée (Sterl *et al.*, 2022), les MSR solaires photovoltaïques et éoliennes terrestres de chaque pays ont été regroupées en dix, cinq ou deux clusters en fonction de la taille du pays (l'objectif étant d'avoir un nombre cohérent de clusters à inclure dans le modèle SPLAT-CMP au niveau pays et de réduire les besoins de calcul). Les pays ont été classés en trois catégories : grands (10 clusters), moyens (5 clusters) et petits (2 clusters). L'Afrique du Sud, l'Algérie, l'Égypte, l'Éthiopie, le Kenya, le Maroc, la République démocratique du Congo, le Soudan et la République-Unie de Tanzanie ont été rangés dans la catégorie des « grands » pays, tandis que Djibouti, la Guinée équatoriale, la Guinée-Bissau, le Lesotho, l'Eswatini et la Gambie ont été considérés comme de « petits » pays, tous les autres étant classés comme « moyens ».

Il est à souligner que compte tenu de la disponibilité des ressources, le potentiel solaire photovoltaïque (et donc les clusters solaires photovoltaïques) existe partout, c'est pourquoi le modèle SPLAT-CMP peut investir dans des clusters solaires photovoltaïques dans n'importe quel pays. Il n'en va pas de même pour l'éolien terrestre, pour lequel aucun potentiel (à savoir, aucune MSR) n'a été identifié¹⁴ au Burundi, au Gabon, en Guinée équatoriale, en Guinée-Bissau, au Libéria, au Rwanda et en Sierra Leone. Il n'existe donc aucune possibilité pour le modèle SPLAT-CMP d'investir dans des clusters éoliens terrestres dans ces pays.

Pour tous les autres paramètres (critères d'exclusion, pertes attendues, etc.) concernant les clusters solaires photovoltaïques et éoliens, le lecteur est invité à consulter la source bibliographique (Sterl *et al.*, 2022).

Pour l'ensemble des pays, sur la base de l'analyse des MSR, un total de 4,9 TW de candidats d'énergie solaire photovoltaïque répartis sur 272 clusters, et 3,4 TW d'énergie éolienne terrestre répartis sur 232 clusters ont été incorporés dans le modèle.

Création de clusters pour la CSP

Il a été considéré que la CSP ne pouvait concurrencer le solaire photovoltaïque sur le plan économique que si elle était couplée à un système de stockage thermique. Par conséquent, parmi les options d'investissement possibles, le modèle prévoit la CSP avec six heures de stockage, mais pas la CSP sans stockage. Pour chaque pays, les clusters candidats pour la CSP ont été déterminés de la même manière que pour le solaire photovoltaïque, à l'exception du rayonnement direct normal (DNI) qui a été utilisé comme indicateur pour les profils de CF au lieu du rayonnement solaire global sur surface horizontale (GHI) (se reporter à l'équation utilisée pour le solaire photovoltaïque dans Sterl *et al.*, 2022). Par ailleurs, un maximum de deux clusters par pays, pas plus, a été utilisé afin de réduire le volume des calculs.

Ces profils ont ensuite été adaptés mathématiquement de la manière suivante pour représenter l'effet du stockage thermique. L'hypothèse a été faite qu'une centrale solaire CSP est conçue avec un *multiple solaire* (SM) donné, représentant le rapport entre la puissance théorique susceptible d'être générée par tout le champ de capteurs solaires, d'une part, et la capacité de la turbine à vapeur qui impose un plafond à cette puissance,

¹⁴ Ce choix reposait sur les divers critères d'exclusion des terres considérés (Sterl *et al.*, 2022), y compris un seuil minimal de qualité des ressources égal à 6 m/s (vitesse moyenne annuelle à 100 m de hauteur).

d'autre part. Si ce rapport est supérieur à un, on suppose que le rayonnement « excédentaire » est utilisé pour le stockage thermique jusqu'à la nuit, moment où la chaleur stockée est utilisée pour évaporer de l'eau et permettre ainsi aux turbines à vapeur de la centrale de fonctionner à leur puissance maximale aussi longtemps que dure l'énergie stockée (ce qui permet effectivement à la centrale de produire de l'énergie de base pendant la nuit).

Pour le modèle SPLAT-CMP, les profils CSP ont été modélisés sur la base d'un multiple solaire de 2,0 et d'une durée de stockage maximale de six heures, le dispatching du stockage débutant à 17 h heure locale. Nous avons considéré que les pertes annuelles dues aux pannes planifiées et non planifiées étaient de 4 %, comme pour l'énergie solaire photovoltaïque (Sterl *et al.*, 2022), que les pertes de processus (conversion de l'énergie rayonnante en chaleur, et de la chaleur en électricité) étaient de 4 %, et que les pertes de stockage étaient de 4,2 % par heure d'énergie stockée (IRENA and LBNL, 2015).

Compte tenu de la disparité géographique des niveaux de DNI (contrairement au GHI, qui est beaucoup plus équitablement réparti), d'un point de vue réaliste, tous les pays ne peuvent pas prétendre à un potentiel CSP exploitable. Au Gabon, au Ghana, en Guinée équatoriale, au Libéria, en République du Congo, au Rwanda, en Sierra Leone et au Togo, aucune MSR CSP n'a été identifiée¹⁵.

Dans l'ensemble des pays, un total de 2,3 TW de capacité CSP candidate, répartie sur 82 clusters, a été incorporée dans le modèle sur la base de l'analyse des MSR.

Création de clusters pour l'éolien offshore

Les MSR éoliennes en mer ont été obtenues de la même manière que les profils de l'éolien terrestre décrits dans la source bibliographique (Sterl *et al.*, 2022), sous réserve des adaptations suivantes. Premièrement, deux types de centrales éoliennes en mer, flottantes et posées, ont été envisagés en fonction de la profondeur des fonds marins : flottantes là où la profondeur moyenne est de 50 m ou plus, jusqu'à un plancher situé à 800 m de profondeur, de 800 m, au-delà duquel les régions ont été exclues de l'étude, et posées dans les zones moins profondes (les parcs éoliens flottants affichant les CAPEX les plus élevés). Deuxièmement, les coûts de raccordement au réseau ont été ventilés entre la partie en mer (ligne de transport reliant la MSR au point le plus proche du littoral du pays) et la partie terrestre (ligne de transport reliant le point de réception sur le littoral au réseau de transport le plus proche), les infrastructures de transport en mer étant plus coûteuses au kilomètre que les infrastructures terrestres. Troisièmement, le territoire pris en considération était situé dans la zone économique exclusive (ZEE) de chaque pays, et la sélection des MSR à inclure dans le modèle correspondait aux 5 % les plus intéressants de cette zone.

Les MSR éoliennes en mer ont été regroupées en deux clusters pour chaque pays¹⁶, indépendamment de leur zone économique exclusive (ZEE), afin de réduire le volume des calculs.

Le nombre de pays pour lesquels un potentiel éolien en mer a été identifié est relativement limité. Des clusters de potentiel éolien offshore n'étaient disponibles que pour un certain nombre de pays ayant accès à la mer, à savoir l'Afrique du Sud, l'Algérie, l'Angola, Djibouti, l'Égypte, l'Érythrée, Madagascar, le Maroc, la Mauritanie, le Mozambique, la Namibie, le Sénégal, la Somalie, le Soudan et la Tunisie.¹⁷

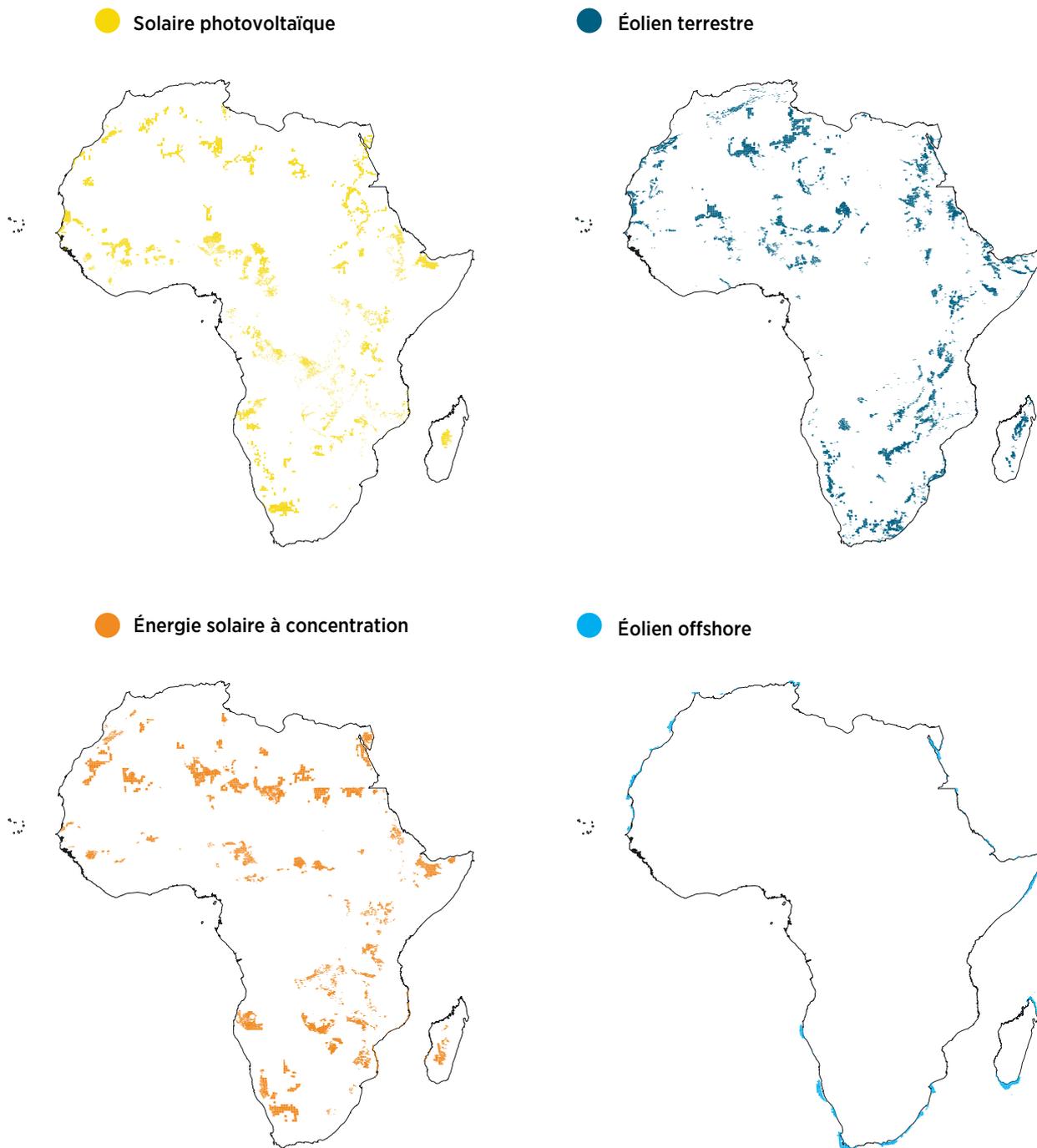
Pour l'ensemble de ces pays, sur la base de l'approche MSR, 470 GW de capacité candidate d'énergie éolienne en mer (répartie en 28 clusters) ont été incorporés dans le modèle.

¹⁵ Ce choix reposait sur les divers critères d'exclusion des terres décrits dans la bibliographie de référence (Sterl *et al.*, 2022), y compris un seuil minimal de qualité des ressources égal à 4 kWh/m²/jour de DNI moyen annuel.

¹⁶ Lors du regroupement des MSR éoliennes offshore, les clusters individuels peuvent inclure à la fois des zones adaptées aux éoliennes posées et d'autres adaptées aux éoliennes flottantes. La « règle de la majorité » a été adoptée pour attribuer le type de structure (posée/flottante) à un cluster, et donc les coûts correspondants.

¹⁷ Ce choix reposait sur les divers critères d'exclusion des terres décrits dans la bibliographie de référence (Sterl *et al.*, 2022), y compris un seuil minimal de qualité des ressources offshore égal à 7,5 m/s (vitesse moyenne annuelle à 100 m de hauteur).

Figure 3 : Aperçu géospatial des zones de production d'énergie solaire photovoltaïque, CSP, éolienne terrestre et éolienne offshore incorporées dans le modèle SPLAT-CMP au moyen de l'approche MSR de l'IRENA.



Remarques : Les zones indiquées représentent les 5 % d'emplacements les plus intéressants (en termes de LCOE, en tenant compte des coûts d'extension du réseau électrique) (en pourcentage de la superficie d'un pays ou, dans le cas de l'éolien offshore, de la ZEE d'un pays) pour la production d'électricité à partir des différents types de centrales concernées. Cette figure ne montre que les MSR, et non les clusters au sein desquels celles-ci ont été regroupées par pays.

Clause de non-responsabilité : cette carte est fournie uniquement à titre indicatif. Les limites et les noms qui y sont employés n'impliquent, de la part de l'IRENA, aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites territoriales.

2.3.3 Centrales géothermiques

Les centrales géothermiques candidates ont été incorporées de manière distincte dans l'espace, selon une approche similaire à celle de l'hydroélectricité précédemment décrite. Lors de la conception de SPLAT-CMP, l'AUDA-NEPAD a commandé une étude visant à identifier les zones de développement géothermique les plus prometteuses dans les pays situés de part et d'autre du rift est-africain, selon une capacité de déploiement maximale propre à un site (EU GTAF, 2023a).

De cette manière, et après consultation des parties prenantes concernées, il a été incorporé dans SPLAT-CMP un total de 28 centrales géothermiques candidates représentant une capacité totale de 12 GW, réparties entre Djibouti, l'Éthiopie, le Kenya, l'Ouganda et la République-Unie de Tanzanie.

2.3.4 Remarque sur le taux d'actualisation

Dans le cadre de modélisation MESSAGE, le paramètre « taux d'actualisation » sert deux objectifs distincts :

- (i) Calculer les coûts d'investissement annualisés associés à l'infrastructure déployable du côté de l'offre (générateurs, interconnexions, batteries etc.), à partir des hypothèses respectives sur le coût de capital au jour le jour, la durée de vie et la durée de construction du projet. Il est supposé que le coût annualisé est encouru chaque année pendant toute la durée de vie du projet, à l'exclusion de la première année d'exploitation. Ici, l'utilisation du paramètre taux d'actualisation correspond au concept de « seuil minimal de rentabilité » généralement utilisé dans les exercices de budgétisation du capital d'un projet. Les seuils minimaux de rentabilité sont propres à chaque marché technologique, mais compte tenu de la portée sociétale du paramètre taux d'actualisation de MESSAGE, il est impossible d'établir des distinctions sur la base de la technologie.
- (ii) Ramener les coûts d'investissement et autres coûts opérationnels annualisés associés aux technologies du système énergétique, encourus au cours de la période d'étude, à une année de référence commune correspondant à la somme actualisée. Cette somme actualisée représente la fonction objective du modèle et fait l'objet d'une optimisation (minimisation).

Les parties prenantes du CMP se sont entendues sur un taux d'actualisation de 10 %, soit la valeur par défaut proposée dans le cadre de modélisation SPLAT-MESSAGE initialement adopté dans le plan directeur 2011-2012 du Pool énergétique de l'Afrique de l'Ouest et dans le plan directeur 2014 du Pool énergétique de l'Afrique de l'Est. Par rapport à la récente étude de l'IRENA sur le coût du financement des énergies renouvelables (IRENA, 2023c), dont la plupart des observations effectuées dans le monde entier et incluant plusieurs pays africains donnent une valeur du CMP inférieure à 9 %, l'hypothèse de taux d'actualisation du CMP est assez élevée et reflète les difficultés relativement plus importantes que rencontrent par la plupart des pays africains pour se procurer des ressources en capital.

Le taux d'actualisation est un paramètre de modélisation important qui peut influencer de manière significative les résultats du modèle. Des taux d'actualisation plus élevés ont un impact négatif sur les perspectives des futurs actifs de production qui ont d'importants besoins en capital initiaux et de faibles coûts d'exploitation, à savoir la plupart des énergies renouvelables qui n'ont pas de dépenses de carburant récurrentes, et dont les coûts d'exploitation sont donc très faibles.

2.4 MISES À JOUR DE LA MÉTHODOLOGIE DE MODÉLISATION : TRANSPORT TRANSFRONTALIER DE L'ÉLECTRICITÉ

Étant donné que le processus CMP met l'accent sur la mise en place d'infrastructures à l'échelle du continent destinées à intégrer les systèmes électriques des pays dans un réseau continental, il était primordial que le modèle SPLAT-CMP offre une bonne représentation du transport transfrontalier de l'électricité. Cette section décrit la façon dont les options de transport ont été modélisées, aussi bien entre les pays africains que de l'Afrique vers d'autres continents.

2.4.1 Interconnexions entre pays africains

Comme déjà indiqué dans la Section 2.1, dans SPLAT-CMP, le transport transfrontalier d'électricité est possible via des interconnexions existantes, engagées et candidates (définies par l'utilisateur ou génériques prédéfinies). Étant donné que des paramètres tels que la capacité maximale et les coûts des interconnexions existantes et engagées sont supposés connus (et, en tout état de cause, n'affectent pas l'optimisation), la catégorie « candidates » génériques prédéfinies (interconnexions entre toutes les paires possibles de pays voisins sur le continent africain, qui sont au nombre de 106) a nécessité le travail de modélisation le plus approfondi.

Dans la mesure où le cadre du modèle SPLAT-CMP n'inclut explicitement aucun paramètre représentant la longueur des lignes de transport, il a fallu inclure celle-ci de façon implicite dans le CAPEX (exprimée en USD/MW de capacité de ligne de transport déployée par le modèle) pour chaque interconnexion générique distincte. Pour cela, il a été fait appel à une approche mathématique expliquée ci-dessous. L'approche repose sur la combinaison de quatre caractéristiques distinctes des interconnexions :

- (i) Le niveau de tension requis pour une ligne de transport dépend de sa longueur, les longues distances nécessitant des tensions plus élevées pour limiter les pertes de résistance, et les lignes à haute tension étant plus coûteuses au kilomètre.
- (ii) Pour une distance donnée, les lignes à haute tension sont capables de transmettre fidèlement plus d'énergie que celles à basse tension.
- (iii) Pour une tension donnée, les lignes plus longues peuvent transmettre fidèlement moins d'énergie que les plus courtes.
- (iv) Pour une même distance, les coûts des lignes d'interconnexion tendent à être plus élevés lorsque le terrain est plus accidenté, en montagne par exemple, qu'en plaine.

Le principal défi consistait donc à déterminer des coûts représentatifs en USD/MW qui tiendraient compte de la distance parcourue et de la tension requise sur chaque interconnexion générique.

L'approche commence par l'évaluation de la distance vraisemblable qui devrait être couverte par une interconnexion destinée à relier les réseaux électriques nationaux de deux pays. Pour ce faire, c'est la distance la plus courte entre les réseaux de transport d'électricité de deux pays, obtenue à partir de l'ensemble de données GridFinder, qui a été retenue (Arderne *et al.*, 2020). La liste des résultats par paire de pays est donnée en annexe.

Ensuite, le niveau de tension approprié et le type d'interconnexion correspondant (CA, CAHT ou CCHT) ont été déterminés sur la base de cette distance, à partir des données figurant dans le Tableau 2. Un coût unitaire par kilomètre (USD/km) a également été attribué à chaque catégorie de tension sur la base des données relatives aux lignes de transport fournies par le Pool énergétique de l'Afrique australe (SAPP) (Tableau 2). Ces données permettent d'obtenir les valeurs nécessaires à la quantification de l'élément (i) ci-dessus.

Tableau 2 Conversion des catégories génériques de distance d'interconnexion en catégories de niveau de tension telles qu'elles sont utilisées dans la configuration du modèle SPLAT-CMP.

Catégorie de distance (km)	Niveaux (kV) et types de tension par défaut	Coûts unitaires de la ligne (10 ³ USD/km)	Coûts convertisseur + transformateur (10 ³ USD/MW)
0-120	66 (CA)	130,3	45,8 (transformateur)
120-240	132 (CAHT)	175,2	
240-480	220 (CAHT)	208,2	
480-600	400 (CAHT)	392,2	
600-800	500 (CCHT)	466,4	142,8 (convertisseur + transformateur)
> 800	600 (CCHT)	525,8	

Remarques : CA = courant alternatif ; CAHT = courant alternatif haute tension ; CCHT = courant continu haute tension. Le niveau de tension en fonction de la distance s'inspire de Khan et Minai (2012), mais deux catégories supplémentaires ont été ajoutées dans le cas des lignes CCHT pour les distances > 600 km. Les coûts des convertisseurs et des transformateurs proviennent de Barnes *et al.* (2022).

La capacité totale de transport (pertes exclues) d'une ligne, pour une distance et un niveau de tension donnés, peut être calculée en multipliant son chargement d'impédance de surtension (SIL)¹⁸, qui quantifie l'effet de la tension d'une ligne sur sa capacité à transmettre fiablement un niveau de puissance donné (voir élément (ii) ci-dessus), par sa capacité de charge (LL)¹⁹, exprimée en pourcentage du SIL, qui quantifie l'effet de la longueur de la ligne sur sa capacité à transporter fiablement de l'électricité (voir élément (iii) ci-dessus) (Martin *et al.*, 2017). Le SIL en tant que fonction de la tension de la ligne et la LL en tant que fonction de la longueur de la ligne (exprimés par la courbe dite de St Clair ou courbe universelle de capacité de charge de la ligne) sont tirés de la littérature (Kundur, 1994) ; les fonctions appliquées dans le cadre de SPLAT-CMP sont indiquées à la Figure 4.

Pour chaque interconnexion générique, caractérisée par sa propre longueur d'interconnexion et sa propre tension d'interconnexion (voir Table 2), il serait possible de calculer, en faisant le produit du SIL par la LL, la capacité de transport d'électricité en MW, hors pertes.

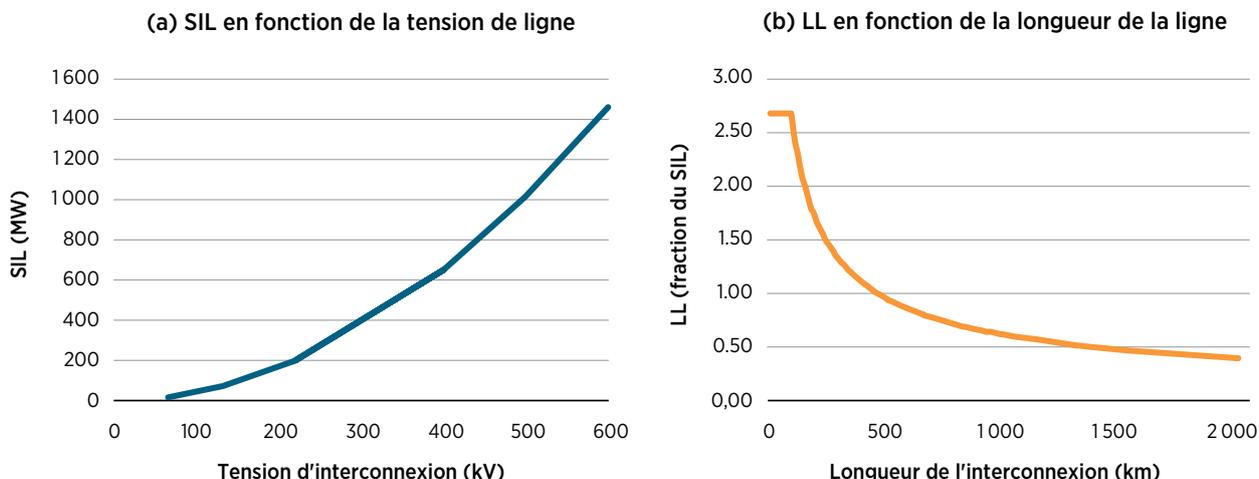
Les coûts en USD/MW ont ensuite été calculés de la manière décrite ci-dessous. Les coûts unitaires par km (voir Tableau 2) ont d'abord été multipliés par la longueur de la ligne pour obtenir les coûts totaux en USD. Ont ensuite été ajoutés les coûts des convertisseurs (dans le cas des lignes CCHT) et des transformateurs (pour les lignes CA, CAHT et CCHT). Pour leur calcul, les coûts par unité de capacité de transport dans les catégories CA, CAHT et CCHT (voir Table 2), obtenus pour chaque catégorie à partir de la littérature (Barnes *et al.*, 2022), ont été multipliés par la capacité de transport d'électricité précédemment obtenue. Enfin, la somme des coûts a été divisée par la capacité de transport d'électricité pour obtenir une valeur en USD/kW.

Une dernière étape (voir élément (iv) ci-dessus) consistait à examiner l'effet de la nature du terrain sur le coût unitaire de construction des interconnexions. À cet effet, un facteur « multiplicateur topographique » a été appliqué à tous les coûts unitaires en USD/MW calculés à l'étape précédente. Nous avons appliqué au multiplicateur topographique une valeur discrète de 1,0, 1,5 ou 2,0 inspirée de Wei *et al.* (2017), où 1,0 correspond à des plaines, 1,5 à des terrains vallonnés ou quelque peu montagneux et 2,0 à des régions très montagneuses ou particulièrement hostiles, notamment des marécages, des forêts tropicales denses et des déserts inhabités dépourvus de voies de communication et d'approvisionnement en eau. L'attribution des facteurs topographiques aux interconnexions génériques a été réalisée selon l'avis d'experts, et comporte donc une part de subjectivité. Une liste des facteurs topographiques pris en compte est fournie en annexe.

¹⁸ Le SIL représente le niveau de chargement auquel la ligne atteint son autosuffisance en termes de puissance réactive (c'est-à-dire qu'il n'y a ni entrée ni sortie de puissance réactive dans le système).

¹⁹ LL, ou capacité de charge de la ligne, représente les facteurs qui limitent la charge de la ligne à cause des contraintes thermiques (sur de courtes distances), des limitations de chute de tension (sur des distances moyennes) et de la stabilité en régime permanent (sur de longues distances).

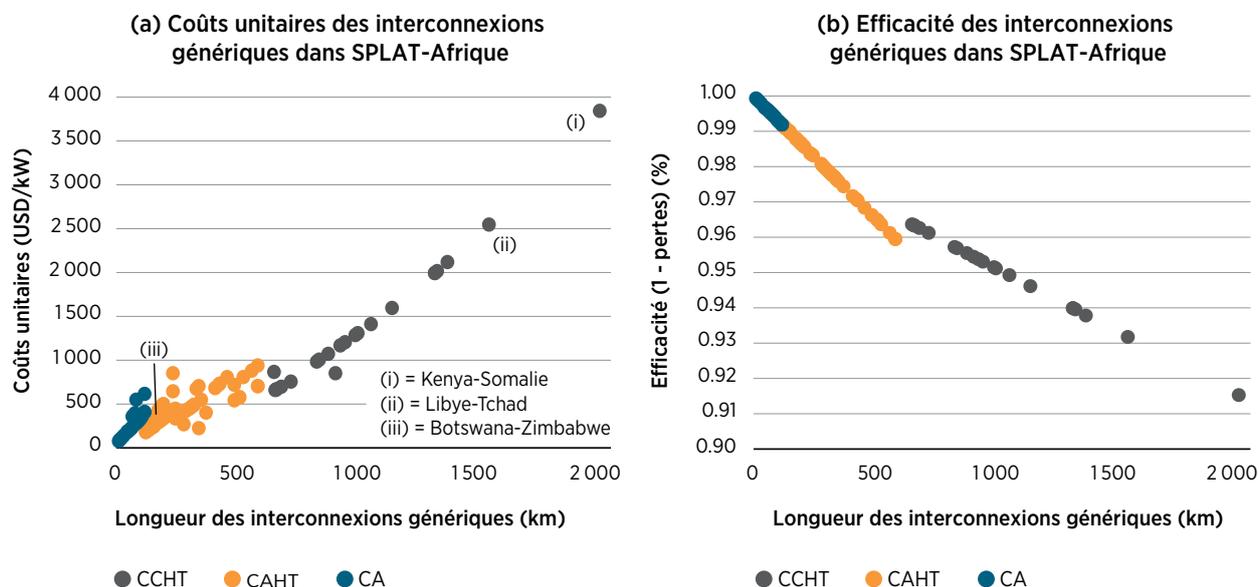
Figure 4 (a) Chargement d'impédance de surtension (en MW) en fonction du niveau de tension de l'interconnexion, et (b) capacité de charge de la ligne (en tant que fraction du chargement d'impédance de surtension) en fonction de la longueur de l'interconnexion



Remarques : LL = capacité de charge de la ligne ; SIL = charge d'impédance de surtension.

Source : fonctions tirées de Kundur, 1994.

Figure 5 (a) Coûts unitaires génériques des interconnexions utilisés dans SPLAT-CMP. (b) Efficacité des interconnexions génériques utilisées dans SPLAT-CMP, tenant compte notamment des pertes dans les lignes et les convertisseurs



Remarque : chaque point représenté sur les graphiques correspond à une interconnexion générique potentielle entre des pays africains voisins. Le graphique (a) présente trois exemples d'interconnexions génériques.

Les valeurs résultantes en termes de coûts d'investissement en USD/kW, qui ont été directement utilisées dans le modèle SPLAT-CMP pour représenter les interconnexions génériques, sont représentées sous forme graphique à la Figure 5(a). Les résultats par paire de pays sont également présentés en chiffres dans l'annexe.

Les pertes relatives au niveau des interconnexions ont été quantifiées en additionnant les pertes dans les lignes et les convertisseurs, puis en divisant la somme obtenue par la capacité de transport précédemment identifiée. Les taux de perte pour les lignes et les convertisseurs ont été obtenus pour chaque catégorie de tension (CA, CAHT, CCHT) à partir de Barnes *et al.* (2022) et sont présentés sous forme graphique à la Figure 5b, ainsi qu'en chiffres dans l'annexe.

Pour résumer, le modèle SPLAT-CMP compte 106 interconnexions génériques au choix dans le cadre de l'optimisation ; et comme le montre la Figure 5, en règle générale, plus la distance d'interconnexion est longue, plus l'interconnexion est coûteuse et moins elle est efficace. En particulier, et comme on pouvait s'y attendre, les interconnexions de grande longueur empruntant des terrains difficiles (notamment celles qui devraient traverser le désert du Sahara, entre des pays comme la Libye et le Tchad, voir Figure 5a) ont perdu leur intérêt dans la plupart des scénarios concevables du modèle.

2.4.2 Interconnexions entre l'Afrique, l'Europe et l'Asie

Les systèmes électriques des pays situés en dehors de l'Afrique qui disposent d'interconnexions déjà existantes et/ou prévues avec les pays africains ne sont pas modélisés de manière explicite dans SPLAT-CMP. Au lieu de cela, les interconnexions sont modélisées de manière simplifiée sur la base des prix à l'importation et à l'exportation (IRENA, 2023b). Les prix marginaux horaires historiques dans les pays européens depuis l'année 2019 ont été utilisés pour les interconnexions entre l'Afrique du Nord et les pays européens (Espagne, Grèce, Italie et Portugal). En raison de l'absence de données horaires pour la Jordanie (interconnectée avec l'Égypte) et l'Arabie saoudite (qui sera interconnectée avec l'Égypte), les prix indiqués pour ces échanges sont annuels. Le modèle décidera au moment de l'exportation ou de l'importation.

Au cours du processus d'optimisation, la décision sera prise d'exporter si le coût marginal de l'électricité disponible est inférieur à celui en vigueur à l'extérieur du continent, et d'importer dans le cas contraire. Les importations/exportations globales pour une tranche de temps donnée sont logiquement limitées par la capacité de transport maximale de chaque interconnexion, qui agit comme indicateur d'une limite de la part des importations/exportations exprimée en pourcentage de la demande totale au cours d'une année.

Les interconnexions prises en compte dans le modèle correspondent à des projets existants ou répertoriés. Il s'agit de celles entre le Maroc et l'Espagne, le Maroc et le Portugal, la Tunisie et l'Italie, l'Égypte et la Jordanie, l'Égypte et l'Arabie saoudite, et l'Égypte et la Grèce. Aucune interconnexion générique n'a été retenue entre l'Afrique et l'Europe et/ou le Moyen-Orient, c'est-à-dire que le modèle n'étend pas les interconnexions en dehors de l'Afrique au-delà de celles qui existent ou sont déjà engagées et planifiées (candidates).

2.5 MISES À JOUR DE LA MÉTHODOLOGIE DE MODÉLISATION : REPRÉSENTATION DU STOCKAGE

Dans la modélisation SPLAT-CMP, deux technologies de stockage de l'électricité ont été prises en compte : centrales hydroélectriques de pompage-turbinage (hors rivière) en boucle fermée et centrales de stockage sur batteries. Comme le montre la Figure 1, les centrales hydroélectriques de pompage-turbinage candidates étaient propres à un site (tout comme les centrales hydroélectriques ordinaires), sur la base de l'étude de soutien spécifique sur les centrales hydroélectriques de pompage-turbinage réalisée dans le cadre du processus CMP (EU GTAF, 2023c) ainsi que des contributions des représentants des pays lors des sessions de renforcement des capacités. Les systèmes de stockage sur batterie, en revanche, étaient modélisés de manière générique.

En termes de modélisation, ces deux technologies sont représentées différemment du stockage hydroélectrique classique à base de barrages. Les barrages hydroélectriques régulent l'afflux d'eau et assurent la régulation saisonnière du débit et de la production d'électricité. En revanche, l'hydroélectricité par pompage-turbinage et les batteries sont principalement utilisées pour la régulation journalière de la

production d'électricité, dans la mesure où elles sont capables de consommer de l'électricité en cas de surplus ou de prix avantageux, puis d'en produire (généralement quelques heures plus tard) lorsque la génération est insuffisante ou pour remplacer d'autres options plus onéreuses.

Dans le SPLAT-CMP, l'hydroélectricité de pompage-turbinage et les batteries ont été modélisées pour prendre en compte les aspects suivants :

- **Fonctionnement journalier** : les centrales de stockage sont limitées à un fonctionnement journalier et ne peuvent pas être utilisées à l'échelle saisonnière. Pour chaque « tranche de temps » (terme expliqué à la Section 3), des contraintes appropriées sont prévues pour éviter le stockage saisonnier.
- **Rapport volume puissance/énergie** : il s'agit du rapport entre la capacité totale de stockage et le volume d'énergie qui peut être stocké dans les batteries ou l'hydroélectricité de pompage-turbinage. Par exemple, une batterie de quatre heures est une batterie dont le volume d'énergie stockée ne peut excéder quatre heures de distribution à pleine capacité. Des batteries de quatre heures ont été utilisées par défaut dans tous les pays.
- **Pertes** : chaque cycle de charge/décharge est associé à un facteur de perte spécifique (10 % pour les batteries, 25 % pour le pompage-turbinage).

Les coûts des centrales hydroélectriques de pompage-turbinage et des centrales de stockage sur batterie pris en compte dans SPLAT-CMP sont extraits de NREL, 2021, comme cela avait déjà été le cas dans le travail précédent de l'IRENA (IRENA, 2023b).

2.6 RÉSUMÉ

La Section 2 du présent rapport a décrit plusieurs éléments de la conception du modèle SPLAT-CMP, notamment (i) la représentation des technologies de production d'électricité, des interconnexions transfrontalières et du stockage, ainsi que (ii) la portée des options génériques d'expansion pour chacune de ces technologies, et (iii) un certain nombre de contraintes en ce qui concerne les technologies, le pays et le continent.

Un résumé graphique de ces éléments est fourni à la Figure 6.

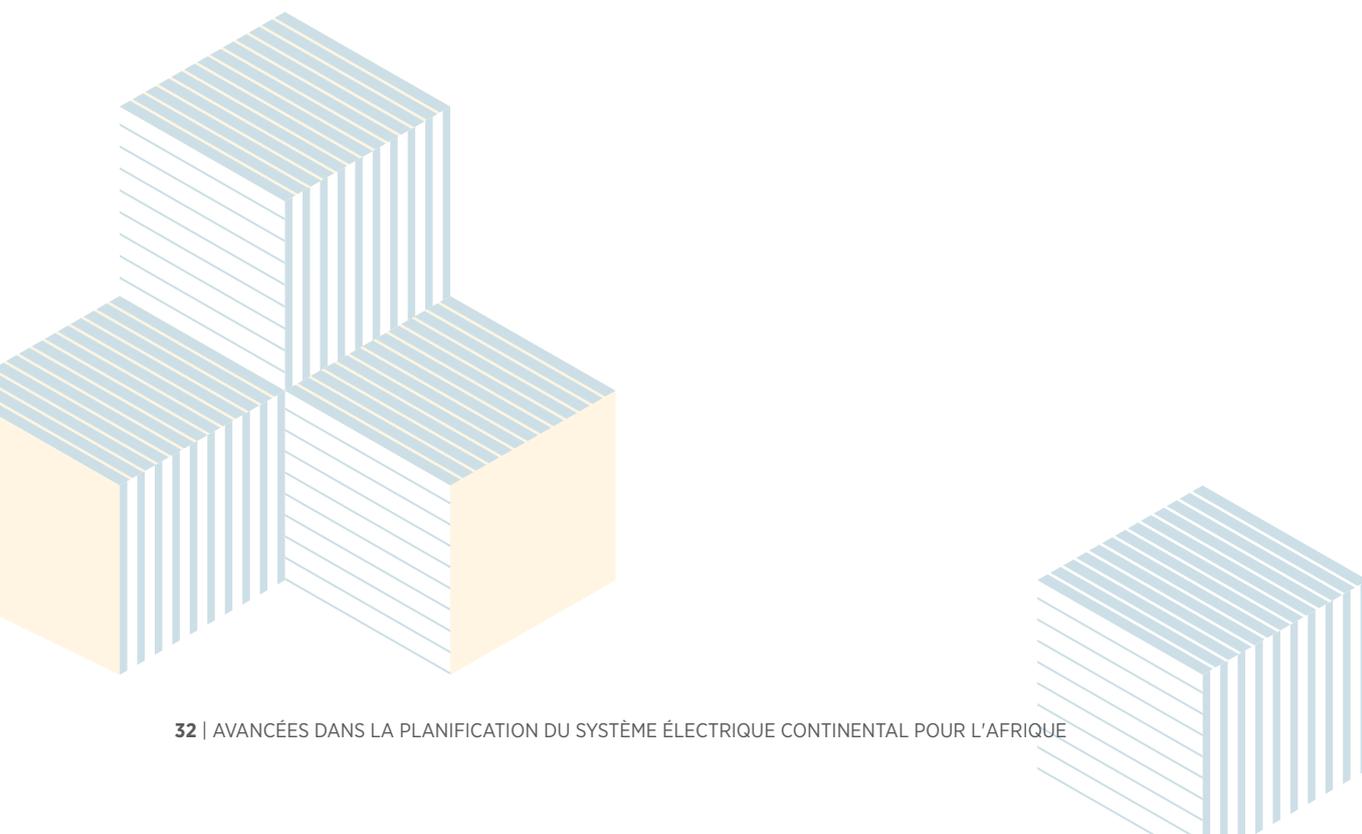
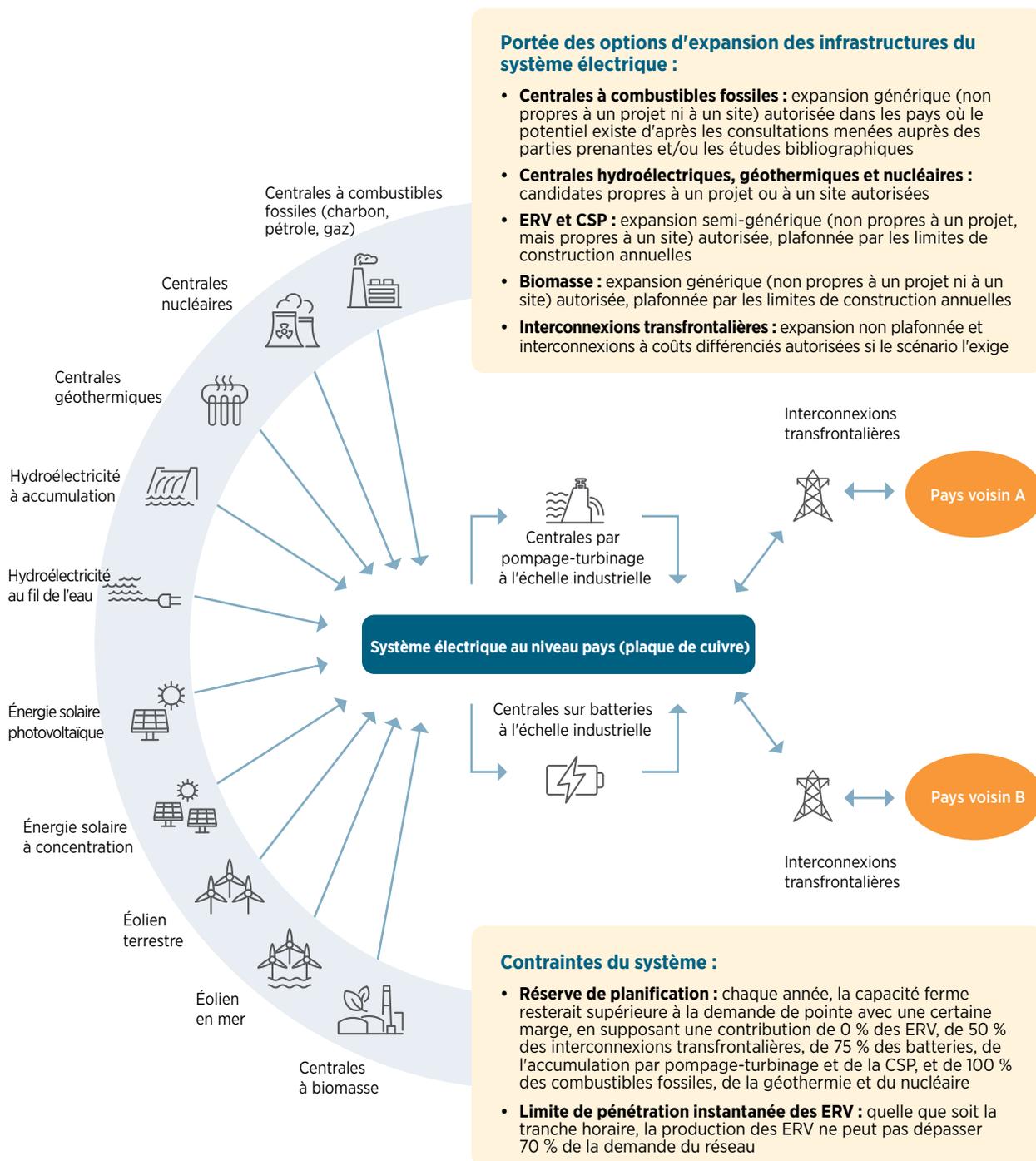


Figure 6 Représentation graphique des différents éléments de modélisation du modèle SPLAT-CMP



3. STRATÉGIES POUR L'EXÉCUTION DES MODÈLES SPLAT-CMP

À travers le cadre de modélisation MESSAGE, SPLAT-CMP offre une définition flexible des régions de modélisation et de la résolution temporelle. Il est possible de générer un modèle à résolution horaire à la fois pour chaque pays de façon individuelle et pour l'ensemble du continent. Dans le cas des modèles à un seul pays, il est souvent (mais pas toujours) possible ou faisable de résoudre le « problème d'optimisation mathématique » sous-jacent avec une résolution horaire en utilisant des solveurs disponibles dans le commerce. En revanche, dans le cas du modèle continental, qui couvre 48 pays, un horizon de modélisation de 23 ans et plus de 6 000 technologies distinctes dans sa forme la plus large, le problème de l'optimisation horaire devient gigantesque et impossible à résoudre avec des solveurs et des ressources informatiques disponibles dans le commerce. La représentation détaillée des interconnexions transfrontalières au sein du modèle rend le problème de l'optimisation encore plus complexe à résoudre²⁰.

Par conséquent, en pratique, il n'est pas possible d'exécuter le modèle SPLAT-CMP à une résolution horaire, et une certaine agrégation de la résolution temporelle, dite « découpage temporel », est nécessaire. Lors de la modélisation du CMP, le modèle continental a été régulièrement exécuté sur 10 tranches de temps, avec une période de résolution moyenne de 45 minutes dans sa forme la plus large, à savoir un scénario de transition qui impliquait un nombre maximal d'interconnexions transfrontalières génériques. Plusieurs fois, le même cas a également été exécuté sur 36 tranches de temps, avec une période de résolution moyenne d'environ 2 heures. Les configurations à 10 et 36 tranches de temps impliquaient trois saisons d'un jour chacune et 3-4 et 12 tranches de temps par jour respectivement. Le Table 3 donne un aperçu de la taille du modèle continental généré à différentes résolutions temporelles à l'aide du modèle SPLAT-CMP.

Tableau 3 Résumé de la façon dont le nombre de variables, de contraintes et d'éléments de matrice non nuls varie en fonction du nombre de tranches de temps dans le modèle SPLAT-CMP utilisé pour le CMP.

Nombre de tranches de temps	Nombre de variables	Nombre de contraintes	Éléments non nuls
10 (version basse résolution avec trois saisons et entre trois et quatre tranches de temps par jour)	env. 1 million	env. 1,5 million	env. 18 millions
36 (trois saisons types avec 12 tranches de temps par jour chacune)	env. 4 millions	env. 5 millions	env. 60 millions
288 (chaque mois représenté par une journée type en résolution horaire)	env. 33 millions	env. 41 millions	env. 500 millions
8 760 (résolution horaire complète)	env. 1 milliard	env. 1,2 milliard	env. 15 milliards

²⁰ Cela tient au fait que les contraintes qui en résultent comportent de nombreuses variables qui aboutissent finalement à une matrice du problème moins clairsemée que celle d'un modèle à un seul pays, et que les éléments non nuls en dehors de la bande diagonale deviennent plus présents. Cela est vrai lorsque nous ajoutons des nœuds spatiaux et des échanges entre nœuds (cas des interconnexions) et des pas de temps et des échanges entre ces intervalles de temps (cas du stockage).

Étant donné qu'il n'existe pas de limite intrinsèque au nombre maximal de tranches de temps pouvant être définies dans les modèles SPLAT, il appartient à l'utilisateur de déterminer la résolution temporelle appropriée en fonction des exigences du scénario et des ressources informatiques dont il dispose. Avec le cadre de modélisation MESSAGE, l'ensemble de l'année peut être défini avec souplesse, avec un nombre quelconque de saisons, les types de jours correspondant à chaque saison et un nombre quelconque de tranches de temps par jour. Avec l'interface SPLAT, les hypothèses infra-annuelles concernant les différents paramètres de la modélisation (comme la charge ou le CF des producteurs d'énergie renouvelable) peuvent être préparées conformément aux tranches de temps conçues.

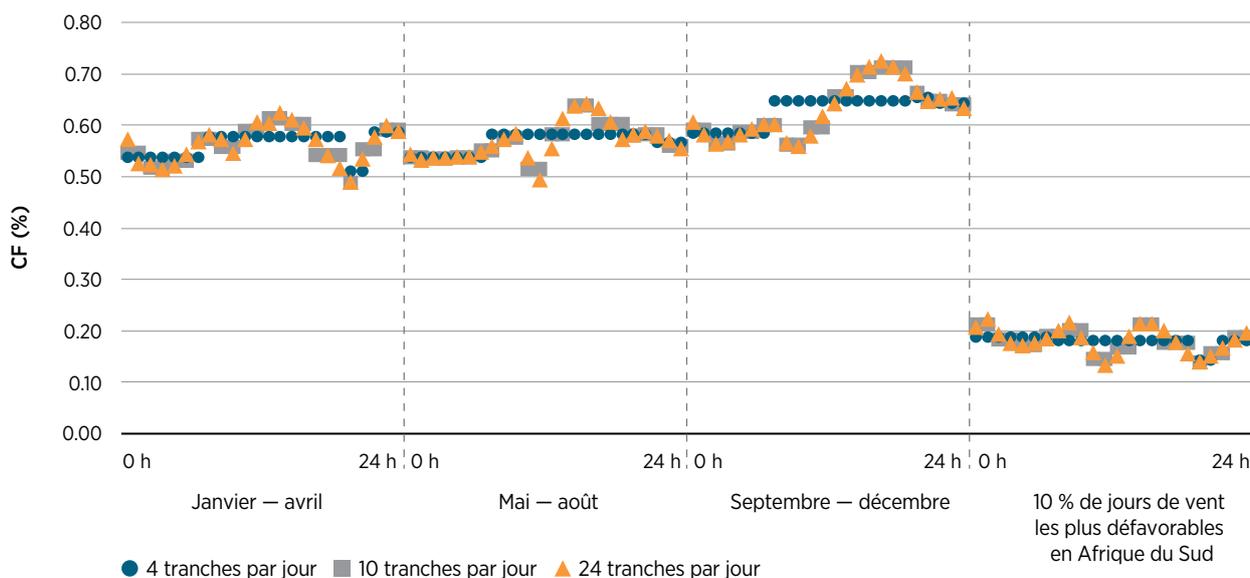
Un élément important de la méthodologie de définition des tranches de temps de SPLAT est la préservation des heures de charge de pointe au niveau national. Cette approche fonctionne de la manière suivante. Premièrement, l'heure de l'année où la demande est la plus forte est identifiée au niveau du pays. Deuxièmement, après avoir effectué la moyenne initiale entre les tranches de temps, le type de jour au cours duquel se situe l'heure de la demande de pointe est identifié et l'énergie est déplacée dans la tranche de temps correspondant à la demande de pointe agrégée, de sorte que le modèle « voit » la demande de pointe réelle dans la définition du profil agrégé. En conséquence, un peu plus d'énergie qu'auparavant est allouée à cette tranche de temps. Pour éviter que la quantité totale d'énergie dans toutes les tranches de temps ne soit incompatible avec la série temporelle originale, l'énergie « excédentaire » ajoutée à la tranche de temps de la demande de pointe est soustraite des autres tranches de temps (hors demande de pointe) proportionnellement aux parts d'énergie originellement contenues dans chacune d'entre elles (calculées en faisant la moyenne). Cette approche fonctionne généralement bien, en particulier lorsque la résolution des tranches de temps utilisées est relativement élevée (de sorte que la demande de pointe tombe automatiquement dans une tranche de temps « courte » représentant, par exemple, une heure seulement).

Il convient de souligner qu'une approche traditionnelle par tranches de temps, telle que celle précédemment décrite, tend à bien fonctionner pour représenter la variabilité de la demande d'électricité, de l'hydroélectricité et du solaire photovoltaïque, dans la mesure où les principales variabilités de ces paramètres se jouent sur des échelles de temps horaires et/ou saisonnières (IRENA, 2017). Pour l'énergie éolienne, la situation est quelque peu différente, dans la mesure où celle-ci varie également d'un jour à l'autre et d'une semaine à l'autre (Engeland *et al.*, 2017).

Il en résulte que les approches traditionnelles de découpage du temps tendent à sous-estimer la variabilité de l'énergie éolienne, et en particulier la survenue de calmes plats ou "sécheresses éoliennes" prolongés, ceux-ci étant masqués par le calcul de la moyenne, les approches de découpage du temps présupposant généralement que les principales variabilités à représenter sont d'ordre horaire et saisonnier. L'énergie éolienne apparaît ainsi généralement comme une source d'énergie plus stable dans les résultats en tranches de temps qu'elle ne l'est en réalité : en d'autres termes, la variabilité de l'énergie éolienne est sous-représentée. Dans certains cas, l'éolien peut même apparaître comme une technologie d'énergie « de base », ce qui conduit à des résultats irréalistes dans les modèles.

Ce phénomène est illustré à la Figure 7, où le CF par tranche de temps du cluster MSR sud-africain n° 2 (voir Section 2.3.2) est présenté pour trois cas (tranches de temps de 4, 10 et 24 jours) sur trois saisons de quatre mois chacune, par comparaison avec une saison « hypothétique » constituée des 10 % de jours de vent les plus défavorables de l'année. Ces jours de vent les plus défavorables ont un CF inférieur à un tiers de celui de la moyenne saisonnière ; il est clair que la planification du système électrique doit tenir compte de ces événements. Le fait de ne travailler qu'avec les trois saisons « normales » conduirait à des résultats de modèles surestimant la « fermeté » de l'électricité d'origine éolienne.

Figure 7 Le CF par tranches de temps du cluster n° 2 des MSR éoliennes terrestres en Afrique du Sud



Remarque : CF montré sur trois saisons de quatre mois, chacune avec 4 (cercles), 10 (carrés) et 24 (triangles) tranches de temps par jour, par rapport à une saison hypothétique représentant les 10 % de jours de vent les plus défavorables de l'année.

L'exécution du modèle SPLAT-CMP avec une résolution horaire résoudrait principalement ce problème d'infra-représentation de la variabilité du vent, mais comme il a été indiqué précédemment, cela n'est pas envisageable d'un point de vue informatique. Dans ce contexte, l'Encadré 3 présente un certain nombre de méthodes supplémentaires qui sont envisagées pour résoudre le problème dans le modèle SPLAT-CMP.

Encadré 3 Méthodes possibles pour étudier les aspects de la variabilité du vent dans le modèle SPLAT-CMP en vue de futures évaluations

Définition de saisons hypothétiques de « vents faibles » pour représenter le caractère aléatoire de l'énergie éolienne

Parmi les principaux aspects de la variabilité de l'énergie éolienne qui ne sont pas pris en compte par les tranches de temps saisonnières classiques figurent les « sécheresses éoliennes », qui peuvent durer de quelques jours à quelques semaines. L'un des moyens de résoudre ce problème dans les modèles d'expansion des capacités, sans alourdir inutilement les exigences de calcul, consiste à distinguer explicitement les périodes de faible et de forte disponibilité, en s'inspirant de chercheurs comme Helistö *et al.*, 2020, Nahmmacher *et al.*, 2016, et Poncet *et al.*, 2016. Cela permet d'obtenir une meilleure approximation des propriétés statistiques du vent sur plusieurs tranches de temps, par exemple en examinant leurs courbes de durée de charge.

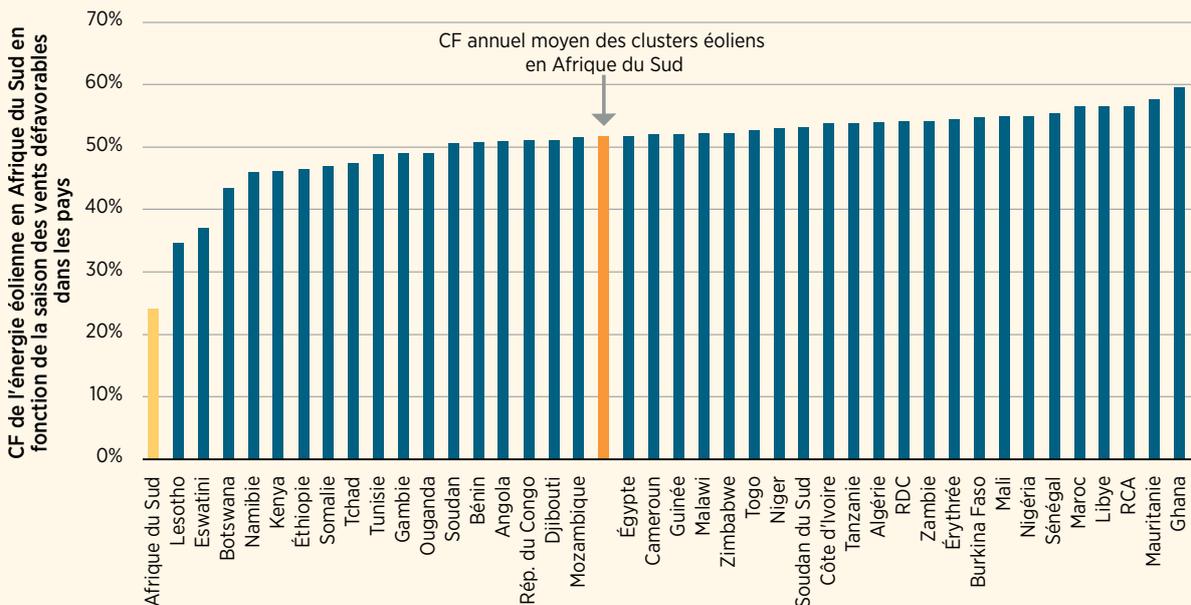
Un moyen simple d'améliorer la représentation statistique des propriétés de l'énergie éolienne serait notamment d'introduire une quatrième saison « hypothétique » dans le modèle, couvrant les jours de vent « les plus défavorables » de l'année (par exemple, les 10 % de jours où la vitesse du vent est la plus faible) afin de permettre au modèle de mieux évaluer la capacité ferme nécessaire pour couvrir les périodes de vents défavorables. Cette saison serait hypothétique dans la mesure où elle représenterait un ensemble de jours non chronologiques. (Pour plus de précision, il serait également possible de définir un tel vecteur de « vent faible » séparément pour chaque saison régulière incorporée dans le modèle).

La principale difficulté à cet égard survient avec l'exécution de scénarios au niveau continental, car à cette échelle, il n'y a pas de « saison des vents défavorables ». Lorsque le champ d'application géographique est étendu au-delà des frontières nationales, la longueur de la corrélation spatiale des vecteurs de vent est rapidement dépassée et il n'est plus possible d'identifier clairement une « mauvaise saison des vents ». En d'autres termes, l'Afrique est plus vaste que les systèmes météorologiques.

Encadré 3 Méthodes possibles pour étudier les aspects de la variabilité du vent dans le modèle SPLAT-CMP en vue de futures évaluations (suite)

C'est ce que l'on peut observer à la Figure 8, qui montre le CF éolien moyen des dix clusters MSR d'Afrique du Sud (chacun ayant le même poids) pendant la mauvaise saison des vents de ce pays (10 % des jours les plus défavorables), par rapport au CF éolien moyen des dix clusters MSR d'Afrique du Sud sur la base de la mauvaise saison des vents de tous les autres pays d'Afrique. Il est clair que le terme de mauvaise saison des vents n'a aucun sens au-delà des frontières d'un pays : du point de vue des profils de vent de l'Afrique du Sud, la saison des vents défavorables du Cameroun ne représente qu'un simple ensemble aléatoire de jours.

Figure 8 Effet de la répartition spatiale sur les saisons de vents défavorables



Remarques : RCA = République centrafricaine ; RDC = République démocratique du Congo ; Rép. Congo = République du Congo. Le CF moyen de l'éolien terrestre des 10 % de jours de vent les plus défavorables en Afrique du Sud (déterminé en prenant le profil éolien terrestre agrégé de tous les clusters MSR d'Afrique du Sud avec le même poids) est de 23 %, mais en refaisant le calcul sur la base des 10 % de jours de vent les plus défavorables de n'importe quel autre pays, le CF s'approche de la moyenne annuelle, ce qui indique que les hypothétiques « mauvaises saisons de vent » n'ont de sens que pour un même pays. Cela peut poser des problèmes pour l'exécution de modèles en tranches de temps à l'échelle continentale.

Il est important de préciser que cela ne signifie *pas* que les sécheresses éoliennes n'auraient pas d'impact sur les systèmes électriques intégrés à l'échelle continentale, car compte tenu des contraintes de transport entre les pays et au sein des systèmes nationaux, il n'est pas possible de garantir que d'autres régions puissent se porter automatiquement « à la rescousse » des zones affectées. Pour les scénarios continentaux, une approche pourrait donc consister à exécuter d'abord des scénarios par pays en tenant compte de la saison des vents défavorables propre à chacun d'eux, puis à utiliser le résultat final (en termes de pénétration de l'énergie éolienne dans le bouquet énergétique) pour définir les contraintes au niveau des pays dans le cadre d'une exécution à l'échelle continentale. Étant donné que le transport transfrontalier peut quelque peu atténuer les jours de vents défavorables, les exécutions au niveau national ne doivent pas nécessairement fournir un plafond strict de pénétration de l'énergie éolienne pour les exécutions à l'échelle du continent, mais elles pourraient servir de référence pour des plafonds légèrement plus élevés.

Découpage basé sur les ressources visant à donner la priorité à la représentation de la variabilité du vent plutôt qu'à un découpage temporel.

Il est permis de penser que, pour les systèmes susceptibles de présenter une forte pénétration de l'énergie éolienne, l'approche par tranches de temps axée sur les jours « moyens » correspondant à des saisons de plusieurs mois est une utilisation inefficace du temps de calcul, dans la mesure où elle privilégie la représentation des fluctuations aléatoires de la production éolienne par rapport à la représentation des schémas infra-journaliers types. En fonction de la zone climatique, ces schémas infra-journaliers existent indubitablement et affectent la planification du système (Sterl *et al.*, 2018) ; d'autres méthodes ont toutefois été proposées pour donner plutôt priorité à la représentation de la variabilité du vent et de la corrélation (ou non) entre les productions éoliennes de différentes régions.

Encadré 3 Méthodes possibles pour étudier les aspects de la variabilité du vent dans le modèle SPLAT-CMP en vue de futures évaluations (suite)

Dans cette approche, appelée « découpage en fonction des ressources », les tranches de temps sont définies en fonction de la production d'ERV plutôt que de la saison ou de l'heure de la journée. Il serait par exemple possible de définir une tranche « vent fort, soleil faible, demande élevée » regroupant toutes les heures de l'année auxquelles cette description s'applique, sans tenir compte de la chronologie (Lehtveer *et al.*, 2017).

Le principal avantage de cette méthode est qu'elle nous permet de représenter les caractéristiques de variabilité de l'ERV avec un nombre de tranches de temps beaucoup plus faible que celui qu'exigerait le découpage temporel basé sur la saison ou l'heure du jour, ce qui réduit considérablement les contraintes de calcul. Elle nous permet donc également de mieux estimer le besoin de production dispatchable et de flexibilité, ainsi que les effets de la réduction, par rapport aux méthodes traditionnelles basées sur des tranches de temps. Un inconvénient potentiel de cette méthode est toutefois la perte de l'aspect chronologique, ce qui peut compromettre la représentation de la dynamique du stockage sur batterie et de la complémentarité entre l'énergie solaire et l'énergie éolienne à l'échelle infra-journalière (Lehtveer *et al.*, 2017 ; Norvaiša *et al.*, 2021).

Là encore, tout comme dans le cas de la méthode de la « saison des vents défavorables » décrite plus haut, par cette approche, la définition de tranches de temps applicables à l'ensemble du continent peut se révéler ardue.

Retour d'information sur les modèles de distribution horaire couplés progressivement aux modèles d'expansion des capacités

Une troisième option consiste à coupler progressivement les résultats de la modélisation de l'expansion des capacités (c'est-à-dire le bouquet de production à l'horizon 2040 et les capacités d'interconnexion de SPLAT-CMP) avec un modèle/outil de distribution horaire, comme l'outil FlexTool de l'IRENA (IRENA, 2020). Ces études sont susceptibles d'évaluer les performances du bouquet d'approvisionnement identifié au cours de différentes périodes de l'année dans différents pays ou groupes de pays interconnectés, voire sur l'ensemble du continent interconnecté si les ressources informatiques le permettent.

Dans ce processus, l'optimisation de l'expansion des capacités basée sur les tranches de temps et celle de la distribution à l'échelle horaire se déroulent séparément, mais se renseignent mutuellement. Cela évite d'avoir à effectuer une optimisation de l'expansion des capacités à l'échelle horaire (trop coûteuse au niveau du continent), tout en permettant de révéler les écarts entre les résultats du modèle SPLAT-CMP au niveau de la tranche de temps et ceux de FlexTool à une résolution horaire en termes de capacité distribuable supplémentaire nécessaire pour couvrir les sécheresses éoliennes. Il serait ainsi possible, par exemple, d'utiliser les résultats de SPLAT-CMP en termes de capacité installée pour une année donnée et d'effectuer des simulations avec FlexTool en supposant que cette même capacité installée est fixe, afin de voir quels sont les investissements *supplémentaires* suggérés par FlexTool *pour cette année-là* (Cannone *et al.*, 2023 ; Daka et Farzaneh, 2023). Par la suite, tout investissement supplémentaire suggéré par FlexTool pourrait être introduit de force dans le scénario SPLAT-CMP au cours de la même année, avant de réexécuter ledit scénario. Ce processus pourrait être répété (pour plusieurs années sélectionnées) jusqu'à ce que la convergence soit atteinte (de manière satisfaisante) (IRENA, 2017).

Il est à noter que les évaluations de FlexTool couplées à la modélisation de l'expansion des capacités en tranches de temps permettront d'aller au-delà de l'étude de l'effet des sécheresses éoliennes, car les simulations horaires complètes permettent également de résoudre d'autres problèmes liés (par exemple) à la sous-représentation de la variabilité infra-journalière des ERV et de la demande dans le cadre d'une approche en tranches de temps.

Des approches utilisant des exécutions itératives, entre des modèles d'expansion des capacités avec des tranches de temps et des modèles de distribution horaire alimentant en retour les scénarios d'expansion des capacités, ont été démontrées par exemple par des couplages progressifs OSeMOSYS-FlexTool dans un certain nombre de pays africains sélectionnés (Cannone *et al.*, 2023). Les futurs travaux concernant SPLAT-CMP incluront probablement un couplage comparable.

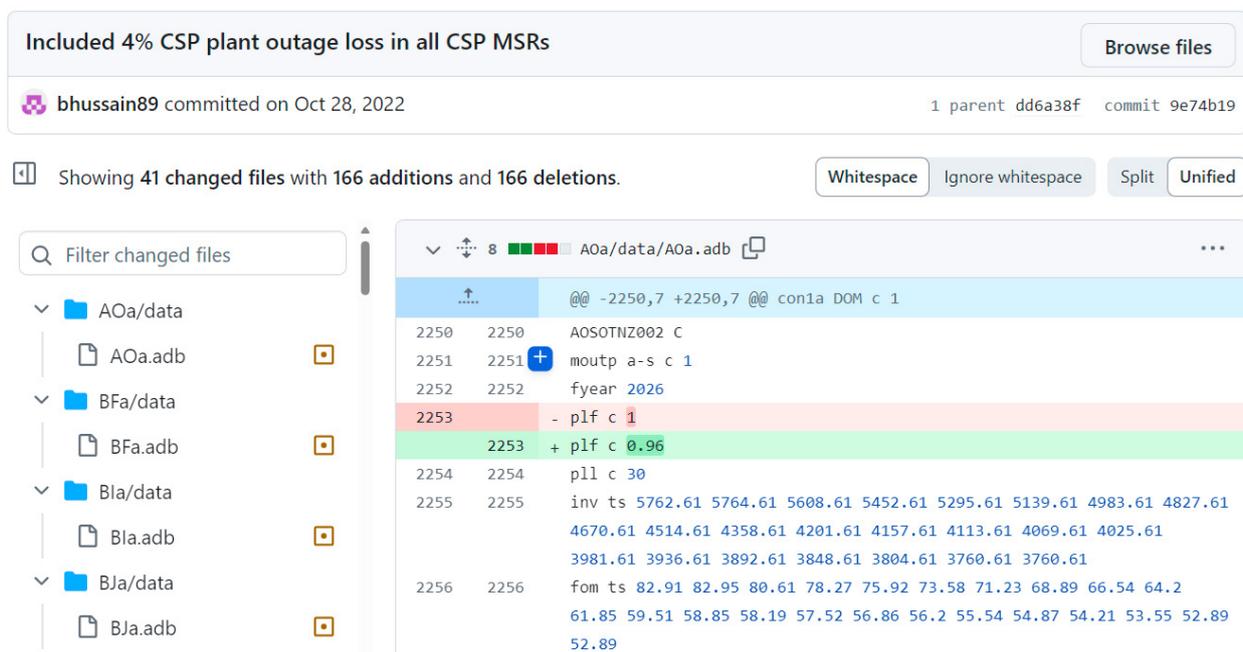
4. CONTRÔLE DES VERSIONS DU MODÈLE

L'effort conjoint investi dans la création du modèle SPLAT-CMP, qui a nécessité une étroite collaboration entre les équipes de modélisation de plusieurs organisations (AUDA-NEPAD, IRENA, AIEA, pools énergétiques africains, EU GTAF), avait besoin d'une méthode fiable pour assurer le contrôle des versions du modèle. L'infrastructure de fichiers qui sous-tend le modèle MESSAGE (voir Section 1), largement basée sur des fichiers au format *.txt* (ou similaire), a permis ce contrôle à partir d'un référentiel Git.

Le dossier global contenant tous les fichiers du modèle SPLAT-CMP a été hébergé dans un référentiel Git en ligne et cloné dans le dossier correspondant au modèle MESSAGE sur les ordinateurs locaux de tous les membres des équipes de modélisation participant au projet. Chaque fois qu'un membre de l'équipe de modélisation apportait une modification aux paramètres du modèle, il pouvait (s'il jugeait cette modification pertinente) la valider et la saisir dans le référentiel en ligne, de sorte que tous les autres membres de l'équipe pouvaient la transférer dans leur dossier local et réexécuter le modèle en en tenant compte.

Le format *.txt* des fichiers d'arrière-plan de MESSAGE a permis une visualisation directe des modifications apportées à chaque étape, comme dans l'exemple présenté à la Figure 9.

Figure 9 Capture d'écran du référentiel SPLAT-CMP sur github.com



Remarques : la capture d'écran montre un commit effectué par l'un des membres de l'équipe. La ligne marquée en vert (ajoutée) et en rouge (supprimée) montre la différence entre le fichier modèle après et avant la validation. Dans ce cas, une perte consécutive à une panne de 4 % a été ajoutée à toutes les régions d'approvisionnement du modèle solaire CSP (voir section 2.3.2) en modifiant le paramètre « plf » (facteur de centrale) de 100 à 96 % dans l'engagement pour tous les pays.

Cette approche nous a également permis de créer plusieurs branches en dehors du développement du modèle principal, ce qui a donné à l'équipe de modélisation la liberté de tester de nouveaux éléments du modèle sans affecter inutilement le développement simultané de la branche principale.

Cette expérience de travail sur le modèle SPLAT-CMP, avec une équipe de 10 à 20 personnes réparties sur plusieurs continents, s'est avérée très positive. Nous recommandons donc à tout effort de collaboration en matière de modélisation énergétique impliquant une équipe plus importante d'envisager l'utilisation de logiciels permettant un suivi aisé des modifications et un contrôle adéquat des versions. En particulier, pour les modèles basés sur MESSAGE, l'utilisation du logiciel Git a été jugée conviviale et accessible aux nouvelles recrues de l'équipe de modélisation.



5. FUTURS DOMAINES DE TRAVAIL OU STRATÉGIES D'AMÉLIORATION POSSIBLES

Grâce aux efforts de collaboration des parties prenantes du CMP, le modèle SPLAT-CMP représente déjà un outil capable d'alimenter une stratégie d'expansion de la production et du transport transfrontalier à l'échelle continentale. Désormais, pour élargir et renforcer ses futures capacités d'aide à la décision et en matière d'information politique, plusieurs améliorations sont décrites ci-dessous, comme cela a déjà été souligné dans le cadre des différentes consultations menées dans le premier exercice du CMP.

Une première amélioration consiste à introduire davantage de granularité dans les options d'expansion des lignes de transport à l'intérieur d'un pays et à inclure des nœuds multiples, en particulier pour les pays de grandes dimensions. Ainsi, la République démocratique du Congo compte en réalité plusieurs réseaux indépendants qui pourraient être attribués à différents pools énergétiques africains (Afrique centrale, Afrique de l'Est et Afrique australe). Dans les versions futures de SPLAT-CMP, il serait judicieux de représenter ces cas de pays comme un ensemble d'entités infranationales différentes qui requièrent leurs propres interconnexions mutuelles. Plus généralement, il a été démontré qu'une représentation avec un plus grand nombre de nœuds présentait des avantages génériques, car la résolution à un seul nœud peut avoir tendance à sous-estimer les besoins en énergie et en stockage, et conduire ainsi à un effacement accru (Frysztacki *et al.*, 2023). Tout effort visant à accroître la résolution à l'intérieur des pays sur l'ensemble du continent requiert davantage d'informations sur les réseaux nationaux et des données à résolution spatiale sur les centrales existantes et les futures options d'approvisionnement. Ces informations ont déjà été en partie recueillies dans le cadre de l'étude du réseau CMP (AUDA-NEPAD, 2023f). L'obtention de toutes les informations à l'échelon local sur les options d'approvisionnement peut encore constituer une gageure pour les modélisateurs, mais comme ces informations sont en mains des pays, la poursuite du dialogue avec les parties prenantes reste un aspect primordial.

La seconde amélioration consiste à affiner les contributions à la marge de réserve rassemblées dans le Tableau 1. Par exemple, la contribution des interconnexions à la marge de réserve dépend d'un certain nombre de facteurs concomitants, dont les profils de la demande, la pénétration et les profils de la production d'ERV et la capacité disponible à la distribution. Étant donné que la contribution à la marge de réserve des interconnexions est un paramètre auquel peuvent être sensibles les résultats obtenus au niveau des continents, cette amélioration potentielle pourrait figurer parmi les priorités. En réalité, chaque pays travaille avec des hypothèses de marge de réserve différentes pour la planification, de sorte que le meilleur moyen d'obtenir un consensus sur les hypothèses du modèle pourrait être d'instaurer un dialogue entre les parties prenantes.

La troisième amélioration consiste à inclure des projections de la demande plus granulaires. Dans la version actuelle du modèle SPLAT-CMP, il a été supposé que les formes du profil de charge restaient inchangées même en cas de croissance moyenne de la demande ; cependant, il est bien documenté que les changements climatiques et le développement socio-économique, ainsi que les transformations de la structure de la demande (par exemple, du fait de l'électrification des transports) peuvent avoir des répercussions sur la saisonnalité et la pointe journalière de la demande d'électricité, par exemple (Toktarova *et al.*, 2019). À l'avenir, des approches telles que celle mentionnée ci-dessus (Toktarova *et al.*, 2019) pourraient être intégrées dans les projections de la demande de SPLAT-CMP, malgré les grandes incertitudes concernant, par exemple, les effets du développement économique sur divers types de demande, afin d'étayer les analyses de sensibilité. L'AUDA-NEPAD prévoit déjà une mise à niveau de la méthodologie de modélisation de la demande dans le cadre du pilier 1 (voir la Section 1) lors de la prochaine phase du CMP, susceptible d'alimenter ensuite de nouvelles exécutions avec SPLAT-CMP.

La quatrième amélioration consiste à affiner davantage la modélisation du stockage sur batterie et à permettre au modèle d'optimiser de manière endogène le rapport puissance/énergie ou de prendre en compte différentes batteries candidates ayant des durées de stockage variées, différenciées par CAPEX, mais avec des contributions à la marge de réserve potentiellement similaires. En pratique, les batteries de courte durée pourraient devenir essentielles, par exemple pour fournir des services auxiliaires. Des services auxiliaires comme les réserves d'exploitation devraient également être codés, à l'instar de ce qui est fait dans Welsch *et al.*, 2015.

La cinquième amélioration concerne une représentation plus dynamique des limites de pénétration instantanée des ERV, qui agissent comme un indicateur de plafond strict pour le niveau global de pénétration des ERV. Premièrement, les limites de pénétration pourraient augmenter avec le temps à mesure que les systèmes électriques se développent et gagnent en flexibilité. En outre, la limite pourrait être fonction de la taille du réseau de transport, du niveau d'interconnexion et du niveau de capacité dispatchable (par exemple, les centrales hydroélectriques à accumulation) dans chaque pays. De telles options pourraient être étudiées de manière approfondie avec l'analyse FlexTool de l'IRENA, par exemple.

La sixième amélioration concerne une meilleure différenciation régionale et nationale des prix des combustibles pour le charbon, le gaz et le FOL/diesel. Une telle différenciation pourrait tenir compte des écarts de coûts d'importation entre les pays côtiers et ceux dépourvus de littoral, ainsi que du fait que le choix entre les importations et les ressources nationales n'est pas une alternative, mais peut dépendre de nombreux facteurs, et que divers pays peuvent exploiter à l'avenir des ressources nationales qui n'ont pas encore été exploitées commercialement.

La septième amélioration concerne l'expérimentation d'une différenciation nationale des taux d'actualisation et des seuils minimaux de rentabilité propres à chaque technologie (voir Section 2.3.4). Une réflexion et une justification seraient nécessaires, mais les 10 % uniformes actuellement retenus dans le modèle SPLAT-CMP sont assez éloignés de ce qui est actuellement obtenu dans certains projets sur le continent. La différenciation des taux d'actualisation en fonction du pays ou de la technologie peut avoir une incidence significative sur les perspectives d'optimisation des capacités des différentes technologies de production d'énergies renouvelables. Le premier exercice du CMP reposait sur l'hypothèse d'un taux d'actualisation identique pour tous les pays afin d'éviter toute discrimination fondée sur les risques d'investissement propres à chaque pays. De la même façon, le taux d'actualisation retenu a été le même pour toutes les technologies, principalement pour éviter une trop grande complexité du modèle. Néanmoins, à l'avenir, le cadre de modélisation SPLAT-MESSAGE pourra être amélioré pour permettre des taux d'actualisation distincts par pays ou par technologie. Il est notamment raisonnable de supposer que les taux d'actualisation peuvent différer d'une technologie à l'autre en raison des différences notables de CMPC observées dans les statistiques actuelles sur les coûts de production d'énergies renouvelables (IRENA, 2023c).

La huitième amélioration consiste à inclure l'option d'ajouter l'hydrogène comme vecteur énergétique dans le cadre d'un usage domestique ou à des fins d'exportation. Une proposition initiale de formulation des paramètres du modèle en vue d'inclure la production d'hydrogène vert pour l'exportation, précédemment introduite dans les modèles SPLAT pour les pays d'Afrique du Nord (IRENA, 2023b), pourrait être utilisée dans le modèle SPLAT-CMP.

La neuvième amélioration concerne l'exploration du potentiel de décarbonation supplémentaire offert par la gestion des charges du côté de la demande couvrant : (i) les charges électriques traditionnelles ; (ii) les charges des électrolyseurs correspondant aux prévisions de la demande d'hydrogène ; et (iii) les charges électrifiées projetées des différents secteurs énergétiques traditionnellement non électriques tels que les transports, le chauffage et le refroidissement. Ces considérations font partie des axes de réflexion des prochaines analyses de l'IRENA qui traceront les Perspectives pour les transitions vers les énergies renouvelables (Renewable Energy Transition Outlooks, RETO) jusqu'en 2050 pour les cinq sous-régions d'Afrique centrale, d'Afrique de l'Est, d'Afrique du Nord, d'Afrique australe et d'Afrique de l'Ouest.

6. CONCLUSION / PERSPECTIVES

L'une des principales contributions du développement du modèle SPLAT-CMP a été de donner le coup d'envoi à un processus institutionnel de l'AUDA-NEPAD et des pools énergétiques africains afin de concevoir un mécanisme de collaboration autour de la modélisation énergétique, sur la base d'un modèle et d'une approche harmonisés facilitant la mise à jour et la reproduction des études sur la planification de l'expansion des capacités. Le CMP est le premier plan directeur pour l'expansion de la production d'électricité et du transport transfrontalier à l'échelle continentale en Afrique, aussi est-il extrêmement important de gagner la confiance des pays membres de l'Union africaine afin qu'ils se rallient à l'utilisation du modèle. La mise à disposition d'une description claire et complète du modèle CMP ne saurait donc être négligée. Et ce rapport de l'IRENA répond précisément à cet important besoin.

En outre, le processus CMP vise à établir une planification à long terme à l'échelle du continent pour la production et le transport d'électricité afin de faciliter l'implantation d'un marché unique de l'électricité en Afrique (AfSEM). Ce processus a été soutenu par l'IRENA et l'AIEA en tant que partenaires de modélisation. L'IRENA et l'AIEA estiment que les améliorations apportées au modèle SPLAT au cours de ce processus pourraient bénéficier à l'ensemble de la communauté de la modélisation énergétique. Ce rapport a donc aussi pour objet de partager les principes appliqués et les enseignements tirés avec les parties prenantes concernées, notamment les équipes techniques des pools énergétiques africains, les compagnies d'électricité au niveau des pays et la communauté universitaire au sens large, qui pourraient appliquer des méthodes similaires dans d'autres outils de modélisation énergétique, comme OSeMOSYS et PyPSA. Ces modèles pourraient ensuite jouer un rôle dans la confirmation des résultats obtenus par l'AUDA-NEPAD à l'aide de SPLAT-CMP.



DÉCLARATION DE DISPONIBILITÉ DES DONNÉES

Les profils hydroélectriques de la base de données AfREP-Hydro sont disponibles en libre accès via HydroShare (version 2.3 sur <https://www.hydroshare.org/resource/197eab83ae424be3804ee154ed98aea8/>).

Le code Python utilisé pour générer les profils hydroélectriques à partir de la base de données AfREP-hydro, pour permettre aux utilisateurs de re-générer les profils sur la base d'hypothèses potentiellement différentes, est disponible sur GitHub (https://github.com/VUB-HYDR/2021_Sterl_etal_AHA).

Les MSR et clusters correspondants du solaire photovoltaïque et de l'éolien terrestre, y compris les fichiers de forme SIG et les séries chronologiques horaires, sont disponibles en libre accès via Zenodo (version 1.1.0 sur <https://zenodo.org/records/7014915>).

Le code Python utilisé pour générer les MSR et les clusters, pour permettre aux utilisateurs de re-générer les ensembles de données sur la base d'hypothèses potentiellement différentes, est disponible sur GitHub (<https://github.com/SPLATteam/Model-Supply-Regions-MSR-Toolset>).

Les MSR du solaire CSP et de l'éolien offshore ainsi que les données d'entrée du modèle associé ont été élaborées à l'aide de la boîte à outils MSR, moyennant quelques ajustements expliqués à la Section 2.3.2. Ce choix visait à maintenir la cohérence de l'approche méthodologique adoptée pour représenter toutes les ressources d'approvisionnement solaires et éoliennes dans le modèle SPLAT-CMP. Ces données peuvent être obtenues sur demande auprès des auteurs.

Plusieurs autres données utiles aux futurs efforts de modélisation de l'expansion des capacités en Afrique peuvent être trouvées dans les études spécifiques menées sous les auspices de l'AUDA-NEPAD dans le cadre du processus CMP, et mises à la disposition du public sur <https://cmpmwanga.nepad.org/SSS>.

REMERCIEMENTS

L'IRENA souhaite exprimer sa gratitude à l'AUDA-NEPAD et aux pools énergétiques africains, dont la précieuse collaboration a été essentielle à la mise en place du modèle SPLAT-CMP. Grâce à leurs efforts, l'ensemble de la communauté de la modélisation énergétique peut désormais bénéficier de nouvelles idées et techniques de modélisation.

RÉFÉRENCES

AIEA (2016), *Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: A User's Guide (Modélisation des systèmes d'énergie nucléaire avec MESSAGE : Guide de l'utilisateur)*, Agence internationale de l'énergie atomique, Vienne, www.iaea.org/publications/10861/modelling-nuclear-energy-systems-with-message-a-users-guide (consulté le 20 juillet 2023).

Arderne, C., et al. (2020), « Predictive mapping of the global power system using open data, (Cartographie prédictive du système électrique mondial à l'aide de données ouvertes) », *Scientific Data*, vol. 7/1, pp. 19, <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0347-4>

AUDA-NEPAD (2023a), « CMP 2020–2040 Baseline and Reference Case Planning Scenario Results, (Résultats des scénarios de planification du CMP 2020-2040 et du scénario de référence) », <https://cmpmwanga.nepad.org/publications>

AUDA-NEPAD (2023b), « CMP 2020–2040 Regional and Continental Planning Scenario and Sensitivity Analysis Results (Résultats des scénarios de planification régionale et continentale et de l'analyse de sensibilité du PGC 2020-2040) », <https://cmpmwanga.nepad.org/publications>

AUDA-NEPAD (2023c), *CMP: Models Documentation Report (CMP : Rapport de documentation sur les modèles)*, publication interne (Accès autorisé) <https://cmpmwanga.nepad.org>

AUDA-NEPAD (2023d), « Integrated Reference Continental Demand Forecasts (Prévisions intégrées de la demande continentale de référence) », <https://cmpmwanga.nepad.org/publications>

AUDA-NEPAD (2023e), « Integrated Continental Demand Forecasts-Scenario Analysis (Prévisions intégrées de la demande continentale - Analyse de scénarios) », <https://cmpmwanga.nepad.org/publications>

AUDA-NEPAD (2023f), « Network Studies and 2023–2040 Continental Transmission Expansion Plan (Études de réseau et plan d'extension du réseau de transport continental 2023-2040) », <https://cmpmwanga.nepad.org/publications>

AUDA-NEPAD (2023g), « Economic Cost Benefit Analysis of Power Generation and Transmission Investments (Analyse économique des coûts et bénéfices des investissements dans la production et le transport d'électricité) », <https://cmpmwanga.nepad.org/publications>

Barnes, T., et al. (2022), « OSeMOSYS Global, an open-source, open data global electricity system model generator (OSeMOSYS Global, un générateur de modèles de systèmes électriques mondiaux à source ouverte et à données ouvertes) », *Scientific Data*, vol. 9/1, pp. 623, <https://doi.org/10.1038/s41597-022-01737-0>

Cannone, C., et al. (2023), « Addressing Challenges in Long-Term Strategic Energy Planning in LMICs: Learning Pathways in an Energy Planning Ecosystem (Relever les défis de la planification stratégique à long terme de l'énergie dans les PRFM : Voies d'apprentissage dans un écosystème de planification énergétique) », *Energies*, vol. 16/21, <https://doi.org/10.3390/en16217267>

Daka, P. P., et Farzaneh, H. (2023), « Developing an Integrated Energy Demand-Supply Modeling Framework for Scenario Analysis of the Low Carbon Emission Energy System in Zambia », *Applied Sciences*, vol. 13/6, 3508, <https://doi.org/10.3390/app13063508>

Engeland, K., et al. (2017), « Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review (Variabilité spatio-temporelle des variables climatiques et production intermittente d'électricité renouvelable - Une revue) », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 600–17, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.046>

EU GTAF (2023a), *Specific Support Study on Geothermal Power Plants. Deliverable 5: Key inputs for the modelling of the CMP (Étude de soutien spécifique sur les centrales géothermiques. Produit livrable 5 : Données clés pour la modélisation de la centrale géothermique)*, Stantec, https://cmpmwanga.nepad.org/Geo_del5 (consulté le 31 octobre 2023).

EU GTAF (2023b), *Specific Support Study on Wind Power Plants. Deliverable 5: Key inputs for the modelling of CMP – Wind power plant summary of input data for the CMP modelling exercise (Étude de soutien spécifique sur les centrales éoliennes. Livrable 5 : Données clés pour la modélisation de la CMP - Centrale éolienne - résumé des données d'entrée pour l'exercice de modélisation de la CMP)*, https://cmapwanga.nepad.org/Wind_del5 (consulté le 31 octobre 2023).

EU GTAF (2023c), *Specific Support Study on hydro reservoir and pumped storage plants. Assignment number: GT088. Hydro energy identity and recommendations for Africa (Étude de soutien spécifique sur les réservoirs hydroélectriques et les centrales de pompage-turbinage. Numéro d'affectation : GT088. Identité de l'énergie hydraulique et recommandations pour l'Afrique)*, https://cmapwanga.nepad.org/PSH_del6 (consulté le 31 octobre 2021).

Frysztacki, M. M., et al. (2023), « Inverse methods: How feasible are spatially low-resolved capacity expansion modelling results when disaggregated at high spatial resolution? (Méthodes inverses : Dans quelle mesure les résultats de la modélisation de l'expansion des capacités à faible résolution spatiale sont-ils réalisables lorsqu'ils sont désagrégés à haute résolution spatiale ?) », *Energy*, vol. 281, pp. 128133, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128133>

GET.transform (2023), *Specific Support Study on Solar Power Plants (Étude de soutien spécifique aux centrales solaires)*, https://cmapwanga.nepad.org/Solar_delFinal (consulté le 31 octobre 2023).

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2023), « Changement climatique 2021 – Les éléments scientifiques : Contribution du Groupe de travail I au sixième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat », Cambridge University Press, <https://doi.org/10.1017/9781009157896>

Helistö, N., et al. (2020), « Selection of representative slices for generation expansion planning using regular decomposition (Sélection de tranches représentatives pour la planification de l'expansion de la production à l'aide d'une décomposition régulière) », *Energy*, vol. 211, pp. 118585, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118585>

IRENA (2017), *Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies (Planifier l'avenir des énergies renouvelables : Modélisation à long terme et outils pour développer l'énergie renouvelable variable dans les économies émergentes)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf

IRENA (2018), *Planning and prospects for renewable power: West Africa (Planification et perspectives pour l'énergie renouvelable : Afrique de l'Ouest)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2018/Nov/Planning-and-prospects-for-renewable-power

IRENA (2019), *Sugarcane bioenergy in Southern Africa: Economic potential for sustainable scaleup (La bioénergie de la canne à sucre en Afrique australe : Potentiel économique pour une mise à l'échelle durable)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi

IRENA (2020), « IRENA FlexTool », www.irena.org/energytransition/Energy-System-Models-and-Data/IRENA-FlexTool (consulté le 24 juin 2020).

IRENA (2021a), *Planning and prospects for renewable power: Eastern and Southern Africa (Planification et perspectives pour l'énergie renouvelable : Afrique orientale et australe)*, www.irena.org/publications/2021/Apr/Planning-and-prospects-for-renewable-power-Eastern-and-Southern-Africa (consulté le 6 juillet 2021).

IRENA (2021b), *IRENA Regional Model Analysis & Planning Support Programme: Central Africa Final Presentation Session (Programme IRENA de soutien à l'analyse et à la planification des modèles régionaux : Afrique centrale Session de présentation finale)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, www.irena.org/events/2021/Sep/IRENA-Regional-Model-Analysis-and-PSP-Central-Africa-Training-3

IRENA (2021c), *African Renewable Electricity Profiles for Energy Modelling Database: Hydropower (Profils d'électricité renouvelable en Afrique pour la base de données de modélisation énergétique : Hydroélectricité)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, www.irena.org/publications/2021/Dec/African-Renewable-Electricity-Profiles-Hydropower

IRENA (2022a), *Renewable power generation costs in 2021 (Coûts de production de l'énergie renouvelable en 2021)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021

IRENA (2022b), *Perspectives pour les transitions énergétiques mondiales 2022 : la voie à 1,5 °C*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022

IRENA (2023b), *Planning and Prospects for Renewable Power: North Africa (Planification et perspectives pour l'énergie renouvelable : Afrique du Nord)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, www.irena.org/Publications/2023/Jan/Planning-and-prospects-for-renewable-power-North-Africa

IRENA (2023c), *The cost of financing for renewable power (Le coût du financement des énergies renouvelables)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi, www.irena.org/Publications/2023/May/The-cost-of-financing-for-renewable-power

IRENA (n.d.a), « Regional Model Analysis and Planning Programme (Programme d'analyse et de planification des modèles régionaux) », *Agence internationale pour les énergies renouvelables*, www.irena.org/Energy-Transition/Planning/Long-term-energy-planning-support/Capacity-building-for-energy-planning-and-modelling/Regional-Model-Analysis-and-Planning-Programme

IRENA (n.d.b), « Planning and Prospects of Renewable Power in Africa (Planification et perspectives de l'énergie renouvelable en Afrique) », *Agence internationale pour les énergies renouvelables*, www.irena.org/Energy-Transition/Planning/SPLAT-Models-for-Africa/Prospects-for-Renewable-Power-in-Africa

IRENA (à paraître), *Introducing IRENA's AfREP (African Renewable Electricity Profiles for Energy Modelling) database for wind and solar power (Présentation de la base de données AfREP (African Renewable Electricity Profiles for Energy Modelling) de l'IRENA pour l'énergie éolienne et solaire)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables, Abu Dhabi.

IRENA et LBNL (2015), *Renewable Energy Zones for the Africa Clean Energy Corridor - Multi-Criteria Analysis for Planning Renewable Energy (Zones d'énergie renouvelable pour le corridor africain d'énergie propre - Analyse multicritère pour la planification de l'énergie renouvelable)*, Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) et Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Abu Dhabi, EAU, www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-LBNL_Africa-RE-_CEC_2015.pdf

ISO (2020), *Sugar Yearbook (Annuaire du sucre)*, International Sugar Organisation, www.isosugar.org/publications/1/sugar-yearbook

Kenny, N. (2023), « Curtailment: The overlooked challenge to meeting Ireland's renewable energy targets Réduction : Le défi négligé pour atteindre les objectifs de l'Irlande en matière d'énergies renouvelables », *The Institute of International & European Affairs*, www.iiea.com/blog/curtailment-the-overlooked-challenge-to-meeting-irelands-renewable-energy-targets (consulté le 31 octobre 2023).

Kundur, P.S. (1994), « Power System Stability and Control (Stabilité et contrôle des réseaux électriques) », McGraw-Hill, ISBN 978-0-07-035958-1.

Lehtveer, M., et al. (2017), « Using resource based slicing to capture the intermittency of variable renewables in energy system models (Utilisation d'un découpage basé sur les ressources pour capturer l'intermittence des énergies renouvelables variables dans les modèles de systèmes énergétiques) », *Energy Strategy Reviews*, vol. 18, pp. 73–84, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.008>

Martin, H., et al. (2017), « Reduced transmission grid representation using the St. Clair curve applied to the electric reliability council of Texas (Représentation du réseau de transport réduit à l'aide de la courbe de St. Clair appliquée au conseil de fiabilité électrique du Texas) », <https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7981961>

Khan, A. A. and Minai, A. F. (2012), « Different Voltage Selection Criteria and Insulation Design of a Transmission Line for HV, EHV & UHV System (Critères de sélection des différentes tensions et conception de l'isolation d'une ligne de transmission pour les systèmes HV, EHV et UHV) », *International Journal of Advanced Technology and Engineering Research*, vol. 2/2, pp. 73–9.

Nahmmacher, P., et al. (2016), « Carpe diem: a novel approach to select representative days for long-term power system modeling (Carpe diem : une nouvelle approche pour sélectionner des jours représentatifs pour la modélisation à long terme du système électrique) », *Energy*, vol. 112, pp. 430–42, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.081>

Nations Unies (2022), « Revision of World Population Prospects (Révision des perspectives de la population mondiale) », Département des affaires économiques et sociales des Nations Unies, <https://population.un.org/wpp/>

Norvaiša, E., et al. (2021), « Incorporation of wind power probabilities into long-term energy system development analysis using bottom-up models (Incorporation des probabilités de l'énergie éolienne dans l'analyse du développement à long terme des systèmes énergétiques à l'aide de modèles ascendants) », *Energy Strategy Reviews*, vol. 38, pp. 100770, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100770>

NREL (2021), « Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update (Projections de coûts pour le stockage de batteries à l'échelle des services publics : mise à jour de 2021) », www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf

Poncelet, K., et al. (2016), « Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models (Impact du niveau de détail temporel et opérationnel dans les modèles de planification des systèmes énergétiques) », *Applied Energy*, vol. 162, pp. 631–43, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.100>

Sterl, S., et al. (2018), « A new approach for assessing synergies of solar and wind power: implications for West Africa (Une nouvelle approche pour évaluer les synergies entre l'énergie solaire et l'énergie éolienne : implications pour l'Afrique de l'Ouest) », *Environmental Research Letters*, vol. 13/9, pp. 094009, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aad8f6>

Sterl, S., et al. (2021), « A spatiotemporal atlas of hydropower in Africa for energy modelling purposes (Un atlas spatio-temporel de l'hydroélectricité en Afrique à des fins de modélisation énergétique) », *Open Research Europe*, vol. 1, pp. 29, <https://doi.org/10.12688/openreseurope.13392.3>

Sterl, S., et al. (2022), « An all-Africa dataset of energy model 'supply regions' for solar photovoltaic and wind power (Un ensemble de données sur les « régions d'approvisionnement » du modèle énergétique pour l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne pour toute l'Afrique) », vol. 9, pp. 664, <https://doi.org/10.1038/s41597-022-01786-5>

Sterl, S., et al. (2023), « Data for the paper "An all-Africa dataset of energy model 'supply regions' for solar PV and wind power" (1.1.0) [Data set] (Données pour l'article « An all-Africa dataset of energy model "supply regions" for solar PV and wind power » (1.1.0) [Ensemble de données]) », *Zenodo*, <https://doi.org/10.5281/zenodo.7014915>

Toktarova, A., et al. (2019), « Long term load projection in high resolution for all countries globally (Projection de la charge à long terme en haute résolution pour tous les pays du monde) », *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 111, pp. 160–81, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.055>

Wei, W., et al. (2017), « Regional study on investment for transmission infrastructure in China based on the State Grid data (Étude régionale sur les investissements dans les infrastructures de transport en Chine, basée sur les données de State Grid) », *Frontiers of Earth Science*, vol. 11/1, pp. 162–83, <https://doi.org/10.1007/s11707-016-0581-4>

Welsch, M., et al. (2015), « Supporting security and adequacy in future energy systems: The need to enhance long-term energy system models to better treat issues related to variability (Soutenir la sécurité et l'adéquation des futurs systèmes énergétiques : La nécessité d'améliorer les modèles de systèmes énergétiques à long terme pour mieux traiter les questions liées à la variabilité) », *International Journal of Energy Research*, vol. 39/3, pp. 377–96, <https://doi.org/10.1002/er.3250>

ANNEXE

Le tableau ci-dessous présente les principales données d'entrée (longueur approximative et facteur topographique) des interconnexions génériques entre pays africains voisins, telles que décrites dans la Section 2.4. Il indique également le coût unitaire en USD/kW et l'efficacité de la ligne telle qu'elle a été saisie dans SPLAT-CMP, comme le montre graphiquement la Figure 5.

Pays voisin n° 1	Pays voisin n° 2	Longueur approximative (km)	Facteur topographique	Coût unitaire de la technologie SPLAT-CMP (USD/kW)	Efficacité (%)
Somalie	Kenya	2 050	2.0	3,839	0.92
Libye	Tchad	1 580	2.0	2,541	0.93
Soudan du Sud	République centrafricaine	1 405	2.0	2,113	0.94
Soudan	Tchad	1 360	2.0	2,008	0.94
Mauritanie	Algérie	1 350	2.0	1,985	0.94
Soudan	République centrafricaine	1 350	2.0	1,985	0.94
Mali	Algérie	1 170	2.0	1,590	0.95
Libye	Soudan	1 080	2.0	1,407	0.95
Soudan du Sud	Kenya	1 025	2.0	1,299	0.95
République démocratique du Congo	République centrafricaine	1 015	2.0	1,280	0.95
Niger	Libye	970	2.0	1,195	0.95
Niger	Algérie	950	2.0	1,158	0.95
Ouganda	Soudan du Sud	930	1.5	841	0.95
Niger	Mali	900	2.0	1,067	0.96
Niger	Tchad	860	2.0	998	0.96
Mauritanie	Mali	850	2.0	980	0.96
Congo	Cameroun	740	1.5	746	0.96
Libéria	Guinée	700	1.5	687	0.96
Guinée-Bissau	Guinée	680	1.5	658	0.96
Sénégal	Guinée	680	1.5	658	0.96
Érythrée	Djibouti	675	1.5	651	0.96
Congo	République centrafricaine	670	2.0	859	0,96

Pays voisin n° 1	Pays voisin n° 2	Longueur approximative (km)	Facteur topographique	Coût unitaire de la technologie SPLAT-CMP (USD/kW)	Efficacité (%)
Soudan du Sud	République démocratique du Congo	600	2,0	929	0,96
Guinée	Côte d'Ivoire	600	1,5	697	0,96
Sénégal	Mali	600	1,5	697	0,96
Cameroun	République centrafricaine	575	2,0	873	0,96
Maroc	Mauritanie	540	2,0	797	0,96
République-Unie de Tanzanie	Mozambique	525	1,5	574	0,96
Rwanda	République démocratique du Congo	520	1,5	566	0,96
Soudan du Sud	Éthiopie	500	2,0	713	0,97
Mali	Guinée	500	1,5	535	0,97
Libye	Égypte	470	1,5	801	0,97
Kenya	Éthiopie	440	1,5	726	0,97
République-Unie de Tanzanie	République démocratique du Congo	435	1,5	714	0,97
Niger	Burkina Faso	420	1,5	678	0,97
Nigéria	Tchad	380	1,0	391	0,97
Sierra Leone	Libéria	360	1,5	542	0,98
Tchad	République centrafricaine	350	2,0	695	0,98
Burkina Faso	Bénin	350	1,0	219	0,98
Zambie	Angola	340	2,0	667	0,98
Niger	Bénin	330	1,5	480	0,98
Ouganda	République démocratique du Congo	330	1,5	480	0,98
Sénégal	Guinée-Bissau	320	1,5	459	0,98
Soudan	Soudan du Sud	320	1,5	459	0,98
Tanzanie	Burundi	310	1,5	440	0,98
Mali	Burkina Faso	300	1,5	420	0,98
Namibie	Angola	300	1,5	420	0,98
Zambie	Botswana	290	1,5	401	0,98

Pays voisin n° 1	Pays voisin n° 2	Longueur approximative (km)	Facteur topographique	Coût unitaire de la technologie SPLAT-CMP (USD/kW)	Efficacité (%)
Nigéria	Bénin	286	1,0	263	0,98
Somalie	Éthiopie	250	2,0	440	0,98
Libéria	Côte d'Ivoire	250	1,5	330	0,98
Somalie	Djibouti	240	2,0	847	0,98
Libye	Algérie	240	1,5	635	0,98
Togo	Burkina Faso	215	1,0	361	0,99
Tchad	Cameroun	210	1,0	349	0,99
Gabon	Congo	210	1,0	349	0,99
République démocratique du Congo	Burundi	200	1,5	489	0,99
Soudan	Érythrée	200	1,5	489	0,99
Éthiopie	Djibouti	200	1,0	326	0,99
Sénégal	Mauritanie	200	1,0	326	0,99
Gabon	Cameroun	195	1,5	472	0,99
Zimbabwe	Botswana	190	1,0	304	0,99
République-Unie de Tanzanie	Kenya	190	1,0	304	0,99
République-Unie de Tanzanie	Malawi	180	1,5	423	0,99
Zambie	Mozambique	180	1,5	423	0,99
Zimbabwe	Namibie	180	1,5	423	0,99
Sénégal	Gambie	180	1,0	282	0,99
République-Unie de Tanzanie	Rwanda	160	1,0	241	0,99
Éthiopie	Érythrée	150	1,5	332	0,99
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	150	1,5	332	0,99
Sierra Leone	Guinée	150	1,5	332	0,99
Ghana	Burkina Faso	150	1,0	221	0,99
Afrique du Sud	Mozambique	150	1,0	221	0,99
Ouganda	Rwanda	150	1,0	221	0,99
Togo	Ghana	135	1,0	193	0,99
Zambie	Malawi	135	1,0	193	0,99
Zimbabwe	Zambie	135	1,0	193	0,99
Namibie	Botswana	130	1,5	277	0,99

Pays voisin n° 1	Pays voisin n° 2	Longueur approximative (km)	Facteur topographique	Coût unitaire de la technologie SPLAT-CMP (USD/kW)	Efficacité (%)
République démocratique du Congo	Congo	130	1,0	184	0,99
Ghana	Côte d'Ivoire	125	1,0	176	0,99
Nigéria	Cameroun	125	1,0	176	0,99
Soudan	Égypte	120	1,5	605	0,99
Guinée équatoriale	Cameroun	120	1,0	403	0,99
Maroc	Algérie	120	1,0	403	0,99
Mozambique	Malawi	110	1,0	356	0,99
Tunisie	Libye	110	1,0	356	0,99
Afrique du Sud	Namibie	105	1,0	333	0,99
Zambie	Tanzanie	100	1,0	312	0,99
Soudan	Éthiopie	90	1,0	285	0,99
Niger	Nigéria	85	2,0	544	0,99
République démocratique du Congo	Angola	80	1,5	388	0,99
Zimbabwe	Mozambique	80	1,0	258	0,99
Mali	Côte d'Ivoire	75	1,5	368	0,99
Ouganda	Tanzanie	70	1,5	348	1,00
Zambie	Namibie	70	1,5	348	1,00
Zambie	République démocratique du Congo	70	1,0	232	1,00
Tunisie	Algérie	65	1,0	219	1,00
Afrique du Sud	Botswana	60	1,0	205	1,00
Togo	Bénin	60	1,0	205	1,00
Ouganda	Kenya	50	1,0	179	1,00
Zimbabwe	Afrique du Sud	50	1,0	179	1,00
Gabon	Guinée équatoriale	45	1,0	165	1,00
Rwanda	Burundi	30	1,0	126	1,00
Afrique du Sud	Lesotho	20	1,0	99	1,00
Mozambique	Eswatini	15	1,0	86	1,00
Afrique du Sud	Eswatini	10	1,0	72	1,00



www.irena.org

© IRENA 2024